

Flexibilité des électrolyseurs au service du système électrique : enjeux de développement des infrastructures de transport et de stockage d'hydrogène en Auvergne-Rhône-Alpes

Septembre 2025

En collaboration avec



Avertissements :

- Cette étude est un exercice de prospective et non de planification territoriale même si les analyses visent à alimenter les réflexions de celle-ci.
- L'ensemble des coûts affichés ne constituent en aucun cas des tarifs ou des prix de prestations. Les hypothèses de coûts sont normatives, elles varient fortement d'un projet à un autre.
- Il est important de noter que l'ensemble des coûts affichés ne sont pas des tarifs ou des prix de prestations, ils dépendent fortement des spécificités des projets (coût des électrolyseurs, de développement du réseau H2, de la distance du point de raccordement au réseau électrique et de ses spécificités techniques, ...). Les sensibilités économiques à ces paramètres ont déjà été analysées dans le chapitre dédié à l'hydrogène du Bilan prévisionnel 2023 de RTE.

Synthèse

Comme l'ont montré plusieurs analyses à l'échelle nationale et européenne, les infrastructures de transport et de stockage d'hydrogène en cavité saline jouent un rôle clé dans la valorisation économique de la flexibilité de la production d'hydrogène par électrolyse au service du système électrique. Les analyses à l'échelle de la France montrent que le bénéfice net peut atteindre 1,2Mds€/an dès 2035 (valeur pour le système électrique après soustraction des coûts principalement liés aux infrastructures hydrogène).

Ces infrastructures permettent de décorrélérer temporellement et géographiquement la production d'hydrogène et sa consommation **Elles permettent ainsi aux producteurs d'hydrogène électrolytique de tirer parti des périodes où l'électricité coûte peu cher à produire, rendant ainsi la production d'hydrogène électrolytique plus compétitive.** De plus, cette décorrélation permet de produire l'hydrogène dans le respect des critères de soutenabilité («RFNBO¹») définis par la directive européenne RED III et ses actes délégués tout en assurant la continuité d'approvisionnement des consommateurs. **Cette flexibilité permet également de réduire la pointe sur le système électrique et plus largement d'optimiser le fonctionnement de celui-ci.**

La région Auvergne-Rhône-Alpes, qui dispose du plus grand potentiel national de stockage en cavité saline dont des cavités en saumure disponibles pour être converties, est appelée à jouer un rôle central dans ce domaine. Elle a été identifiée comme hub stratégique dans la feuille de route nationale pour l'hydrogène (voir Figure 1, issue des communications de la DGEC). Elle avait été identifiée par NaTran et RTE dans leurs travaux communs de 2023 comme un écosystème offrant des gains rapides pour l'équilibre offre-demande d'électricité au niveau national avec un investissement limité en termes de réseau d'hydrogène.

Elle se situe également sur le tracé du projet HYFEN, une infrastructure de transport d'hydrogène visant à connecter les sites de production, de consommation et de stockage en France, tout en assurant le transit d'hydrogène entre la péninsule ibérique, la France et l'Allemagne.

Par ailleurs, des projets de renforcement du réseau électrique sont en cours d'étude dans la région. C'est notamment le cas du projet "Rhôna", qui prévoit la création d'un nouveau poste électrique dans la Vallée de la Chimie, une zone actuellement contrainte en puissance disponible. Ce projet pourrait offrir jusqu'à 350 MW de nouvelles capacités de raccordement, sous réserve de l'engagement ferme d'un ou plusieurs projets industriels dans la zone.

¹ Renewable Fuel of Non Biological Origin, carburants renouvelables d'origine non biologique



Figure : Cartographie accompagnant les communications de la DGEC concernant la stratégie nationale hydrogène

Dans le cadre de son Schéma Décennal de Développement du Réseau² (SDDR) à horizon 2040, RTE a publié des premières orientations en début d'année 2025. Ce SDDR fait l'objet d'un débat public depuis le 04 septembre dernier qui se terminera le 14 janvier 2026 et devra ensuite recueillir les avis des autorités compétentes (Autorité Environnementale, Commission de Régulation de l'Energie et Etat). Pour autant, de premiers enseignements ont été tirés de la consultation du public qui a eu lieu au premier semestre 2024 et figurent dans la version publiée le 13 février 2025.

En Auvergne-Rhône-Alpes, deux grandes zones ont été confirmées ou proposées dans le cadre de cette consultation pour accélérer le raccordement de projets industriels, notamment de production d'hydrogène par électrolyse, sous réserve de l'avancée concrète et d'engagement de certains projets d'industriels :

- **Une zone de priorité 2, dite "P2" : la zone de la Vallée de la Chimie** (Métropole de Lyon), qui fait déjà l'objet d'études de la part de RTE afin de rendre possible la mise en service de nouvelles infrastructures d'ici 2030 (pour un poste électrique d'une puissance de 350MW, nommé "Rhônda").
- **Une zone de priorité 3, dite "P3" : La zone « Grand lyonnais »**, identifiée sur la base des différentes contributions de la Préfecture de région, du Conseil Régional, de la CCI Régionale et d'autres acteurs (Syndicat Mixte du PIPA et industriels). Celle-ci, allant du Parc Industriel de la Plaine de l'Ain jusqu'à Salaise-sur-Sanne (Isère), en passant par la plaine de Saint-Exupéry (Rhône/Isère), est susceptible de connaître une augmentation à brève échéance de la consommation d'électricité et rassemble près de 1300 ha de foncier disponible.

Ces deux zones visent notamment à faciliter la décarbonation des clients déjà raccordés au réseau électrique et l'implantation de nouveaux sites industriels tels que

² [RTE présente les grandes orientations de sa stratégie de transformation du réseau de transport d'électricité à l'horizon 2040 | RTE](#)

mentionnés par France Hydrogène et la région Auvergne-Rhône-Alpes dans leurs contributions à la consultation publique de RTE. En effet, sur la région, le volume cumulé annoncé des seuls projets d'hydrogène s'élevait, au moment de la consultation, à plus de 500MW de puissance électrique nécessaire d'ici 2030, très majoritairement répartis sur les zones P2 et P3 mentionnées plus haut.

La région Auvergne-Rhône-Alpes se trouve ainsi au cœur d'enjeux stratégiques en matière de compétitivité et d'optimisation des systèmes énergétiques, à l'échelle régionale, nationale et internationale. Dans ce contexte, une étude prospective a été initiée conjointement par NaTran, RTE et Storengy, en collaboration avec la Région Auvergne-Rhône-Alpes. Cette analyse vise à compléter les résultats de l'étude nationale, publiée conjointement par RTE et NaTran en juillet 2023 et éclairer les choix de développement des infrastructures de transport et de stockage d'hydrogène en lien avec l'essor de l'électrolyse dans la région. Elle ne remplace pas une planification territoriale, mais a pour vocation de l'alimenter.

En préambule, l'étude compare différentes solutions de stockage pour le système hydrogène que sont les batteries, le stockage d'hydrogène de surface et le stockage d'hydrogène souterrain. Elle montre que le raccordement par une canalisation à un stockage souterrain mutualisé est la solution la plus pertinente du point de vue du coût et de l'emprise au sol supplémentaire pour permettre à un projet d'électrolyse de garantir un niveau de continuité d'approvisionnement élevé au consommateur final.

Fort de ce résultat, l'analyse évalue ensuite l'impact économique de différentes configurations de raccordements des projets d'électrolyse au stockage d'hydrogène en cavité saline d'Etrez (Ain), dans des configurations spécifiques à la région Auvergne-Rhône-Alpes.

Les analyses distinguent deux configurations de réseaux de transport d'hydrogène :

- i) une mutualisation d'infrastructures de transport d'hydrogène à l'échelle régionale pour accéder au stockage d'hydrogène en cavité saline de la région (Etrez) et
- ii) une mutualisation avec des infrastructures à la maille nationale telles que HYFEN, permettant une mutualisation encore plus importante des infrastructures de transport et de stockage d'hydrogène du territoire national

Pour chacune des configurations, les bénéfices économiques liés à la flexibilité des électrolyseurs sont mesurés à travers la réduction du coût complet de production de l'hydrogène. L'étude compare les investissements nécessaires dans les infrastructures de transport et de stockage d'hydrogène aux gains possibles en consommant préférentiellement lors des périodes où l'électricité coûte peu cher à produire. Les coûts de l'électricité utilisés dans cette analyse proviennent du Bilan Prévisionnel 2023 de RTE et son chapitre Hydrogène, publié en juillet 2024. Il ne s'agit pas de prix de marché, mais de coûts systèmes évalués par RTE.

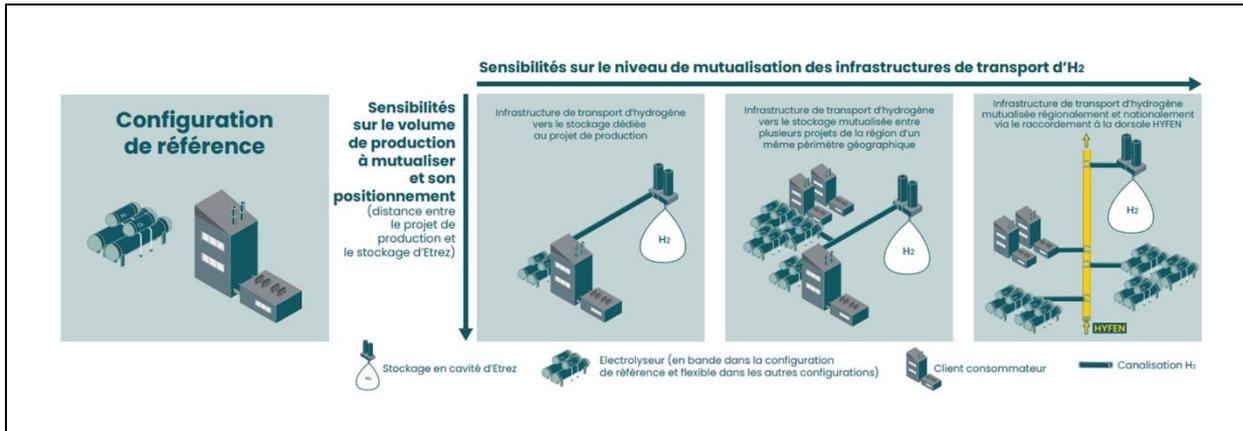


Figure : Les différentes configurations analysées

Les analyses montrent que la flexibilisation des projets de production d'hydrogène par électrolyse dans la Vallée de la Chimie peut générer une économie allant jusqu'à 0,9 €/kgH₂, soit environ 18 % du coût complet de production pour un électrolyseur fonctionnant en continu (« en bande »). Ces gains se matérialisent dès lors que la mutualisation concerne des projets totalisant environ 14 kt/an de production d'hydrogène.

Pour des projets situés plus en périphérie — par exemple en Savoie, dans un rayon de 200 km — les économies peuvent atteindre jusqu'à 0,8 €/kgH₂, avec des bénéfices visibles à partir d'une mutualisation de l'ordre de 29 kt/an.

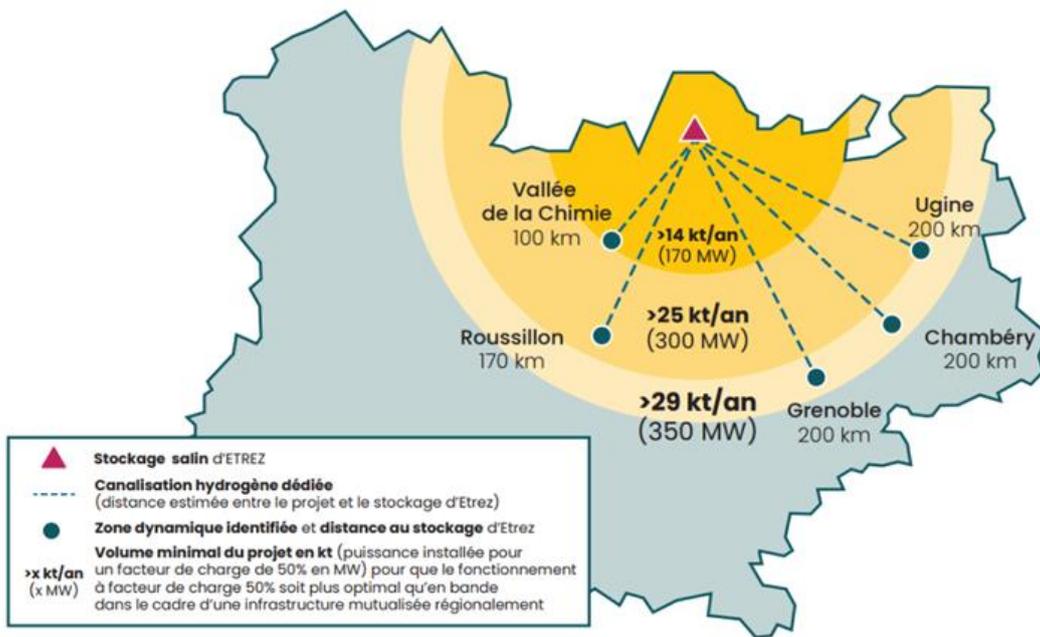


Figure : Taille du projet de production électrolytique à partir de laquelle un fonctionnement flexible (facteur de charge 50%) est économiquement pertinent en fonction de la distance au stockage d'Etrez et dans le cadre des hypothèses de l'étude

Les analyses montrent que les économies réalisées grâce à la flexibilisation des projets d'électrolyse de taille modeste augmentent significativement lorsqu'ils sont raccordés à la dorsale nationale HYFEN. En particulier, pour les projets situés dans la Vallée de la Chimie, le choix d'un raccordement à HYFEN pour accéder au stockage d'Etrez permet de générer jusqu'à 0,5 €/kgH₂ d'économies supplémentaires à celles dans le

cadre d'une mutualisation régionale (par exemple, pour un projet de production d'hydrogène de 17 kt, une économie totale de 0,13+0,5€/kg). Le raccordement à la dorsale HYFEN permet une mutualisation des coûts à l'échelle nationale voire internationale. Ces économies additionnelles s'expliquent par cette mutualisation à plus grande échelle, passant du niveau régional au niveau national. Ainsi, les projets de la région sont susceptibles de bénéficier de gains importants sur le coût de l'hydrogène pour des projets de taille plus modeste qu'en l'absence de la dorsale. Dans le cas de la Vallée de la Chimie, le seuil de mutualisation régional passe de 14 kt/an à seulement 6 kt/an, soit une division par deux. Ces ordres de grandeur sont basés sur les hypothèses détaillées au chapitre 2.4 de l'étude.

Ces résultats soulignent que les infrastructures de transport et de stockage d'hydrogène sont un levier technique essentiel à la flexibilité offerte par l'électrolyse au système électrique. L'étude montre que leur mutualisation permet de renforcer la viabilité économique de la flexibilité : sans cette mutualisation, le coût supporté par chaque projet pourrait devenir prohibitif, freinant les investissements et privant le système énergétique d'une source précieuse de flexibilité.

Ainsi, une planification coordonnée à l'échelle nationale et territoriale des infrastructures de transport et de stockage en cavité saline est indispensable. Elle conditionne le déclenchement des investissements nécessaires pour exploiter pleinement le potentiel de l'électrolyse, au bénéfice de la compétitivité de l'hydrogène français et de la performance du système électrique.

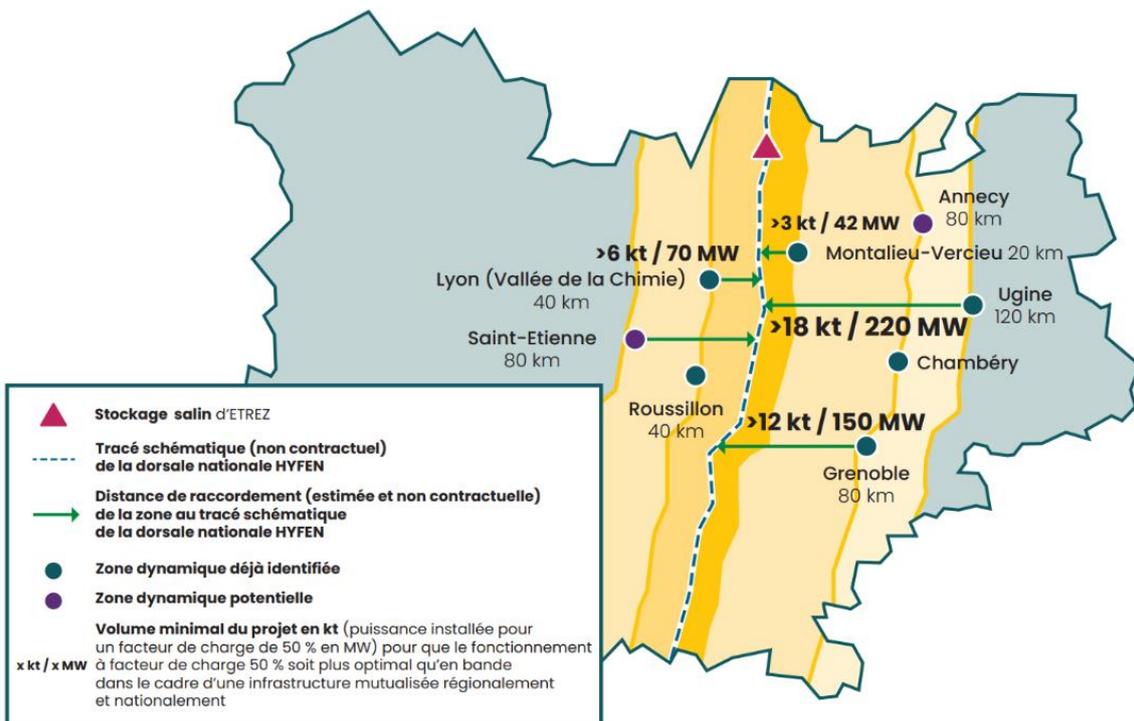


Figure : Taille du projet de production électrolytique à partir de laquelle un fonctionnement flexible (facteur de charge 50%) est économiquement pertinent en fonction de la distance au stockage d'Etrez et dans le cadre d'hypothèse de l'étude

Sommaire

1. Enjeux et objet de l'étude	9
2. Présentation des scénarios de consommation et de production d'hydrogène et des hypothèses économiques	16
2.1. Rappel des scénarios de consommations et de productions nationaux	16
2.2. Scénarios de consommation et de production d'hydrogène en Auvergne-Rhône-Alpes	20
2.3. Scénarisation du facteur de charge annuel moyen d'un électrolyseur flexible ...	22
2.4. Hypothèses économiques	23
2.4.1. Hypothèses économiques concernant les coûts de transport et de stockage d'hydrogène	23
2.4.2. Hypothèses économiques concernant le coût de production de la molécule d'hydrogène	24
3. Analyse des solutions techniques adaptées à différentes configurations de continuité d'approvisionnement en hydrogène	26
3.1. Définition de la continuité d'approvisionnement en hydrogène	26
3.2. Description du cas concret	28
3.3. Résultats des analyses	31
3.3.1. Analyse des besoins de stockage	31
3.3.2. Analyse des coûts	32
3.3.3. Emprise au sol supplémentaire	33
3.3.4. Éléments additionnels	34
3.4. Conclusion sur les solutions techniques adaptées	35
4. Analyse prospective des configurations favorables à un fonctionnement flexible des électrolyseurs en région Auvergne-Rhône-Alpes	37
4.1. Quatre configurations avec des analyses de sensibilité ont été étudiées	37
4.2. Résultats	38
5. Conclusion générale de l'étude	45
6. Annexes	46
6.1. Enseignements croisés des études « système » sur la valeur de la flexibilité des électrolyseurs	46
6.1.1. Etude conjointe RTE-NaTRan à l'horizon 2050	46
6.1.2. Analyses de RTE à l'horizon 2030-2035 de la valeur de la flexibilité des électrolyseurs en France	48

6.1.3. Etude à l'horizon 2030 de la valeur du stockage hydrogène à l'échelle européenne (Gas Infrastructure Europe, GIE)	50
6.1.4. Analyses de la CRE.....	50
6.1.5. Rapport ENTSOe: Market Design and Regulatory framework for Viable and Flexible Hydrogen Production (June 2025)	51
6.2. Scénarios de consommation et de production d'hydrogène : éléments méthodologiques.....	52
6.3. Annexes : État des lieux des projets à mai 2025	54
6.4. Annexes : tableau de conversion des unités hydrogène	54

1. Enjeux et objet de l'étude

Dans la perspective d'une production d'hydrogène compatible avec les contraintes du système électrique, la flexibilité opérationnelle des électrolyseurs constitue un levier stratégique. Cette flexibilité permettrait d'éviter des coûts importants pour le système électrique et donc in fine une électricité moins coûteuse pour l'ensemble du système énergétique. Ces économies consistent en :

- L'optimisation de l'utilisation des électrolyseurs aux moments où la production électrique renouvelable et bas-carbone est abondante,
- La réduction des écrêtements de renouvelables, régis par des mécanismes contractuels,
- La réduction de la modulation du nucléaire,
- La réduction de la sollicitation des capacités de production électrique de pointe, pouvant aller jusqu'à la réduction du besoin en nouvelles capacités de pointe.

La valorisation de la flexibilité des électrolyseurs consiste concrètement en :

- La valorisation selon les signaux de prix du marché de l'électricité, qui reflètent l'état du système électrique (moments de forte disponibilité des énergies renouvelables ou pics de consommation par exemple),
- Leur participation aux mécanismes dédiés de valorisation de la flexibilité (en particulier via le mécanisme de capacité dans le cas d'effacements ponctuels de consommation ainsi que par la fourniture de services système pour des sollicitations plus exigeantes en termes de dynamique pour la tenue en fréquence du réseau électrique).

Le développement d'une production d'hydrogène électrolytique flexible repose sur :

- des performances technologiques des électrolyseurs et des modes de gestion de ces outils de production capables de s'adapter dynamiquement,
- des infrastructures de transport et de stockage d'hydrogène permettant d'absorber les variations de production,
- des mécanismes de coordination entre les différents acteurs de la chaîne de valeur.

En effet, si la production d'hydrogène par électrolyse est flexible et asservie aux besoins du système électrique, les électrolyseurs pourraient être amenés à réduire très fortement voire à effacer leur consommation d'électricité (et donc production d'hydrogène) en période hivernale de façon plus ou moins prolongée. Ce profil de production n'est pas compatible avec des profils de consommation plutôt en bande des consommateurs industriels. Le stockage intervient donc pour lisser les pics de production journaliers ainsi que pour garantir aux consommateurs une continuité

d'approvisionnement, en particulier en hiver. Le volume de stockage requis par ces périodes plus ou moins longues ne peut être satisfait par des stockages surfaciques du fait de leur capacité de stockage insuffisante. Ceci est analysé dans le chapitre 3 « Analyse des solutions techniques adaptées à différentes configurations de continuité d'approvisionnement en hydrogène ».

Plusieurs travaux récents, détaillés en annexe pour certains, apportent des éléments d'analyse sur les bénéfices systémiques et confirment l'intérêt économique lié à la flexibilité du système hydrogène. Notamment, l'étude conjointe³ publiée par NaTran et RTE en 2023 met en évidence le rôle clé que peut jouer la flexibilité des électrolyseurs dans le système énergétique futur, à horizon 2050.

Les analyses menées, croisant les spécificités des systèmes électriques et gaziers, montrent que la priorité pour la collectivité sera de développer des infrastructures de transport d'hydrogène afin de connecter les bassins de production d'hydrogène aux stockages salins, de manière à permettre aux électrolyseurs de moduler leur consommation d'électricité dans le temps.

Le fonctionnement flexible des électrolyseurs présente des bénéfices importants pour le système électrique et son exploitation :

- Réduction des écrêtements de renouvelables,
- Réduction de la modulation du nucléaire,
- Réduction des capacités de production électrique de pointe.

Le cumul de ces trois bénéfices peut également entraîner une baisse du coût d'approvisionnement en électricité sur les marchés notamment dans des moments où la forte production renouvelable contribue à avoir un excédent de production vis-à-vis de la consommation électrique.

Le bénéfice net pour la collectivité (ici, au sens du système énergétique dans son ensemble, à l'échelle nationale) est estimé à environ 1,5 Md€/an à l'horizon 2050 dans la configuration de référence de l'étude (scénario bas de production d'hydrogène d'environ 35 TWh PCI soit environ 1 Mt/an). L'intérêt économique de développer des infrastructures de stockage et de transport d'hydrogène apparaît globalement robuste aux hypothèses économiques considérées.

Le Bilan prévisionnel de RTE⁴ de 2023 confirme cet intérêt, en le chiffrant aux horizons 2030 et 2035. Le bénéfice net apporté au système énergétique par un système hydrogène flexible (transport et stockage d'hydrogène inclus) est ainsi estimé à 100M €/an en 2030 puis à 1,2MD €/an en 2035. La flexibilité de la production d'hydrogène par électrolyse pourrait donc déjà apporter des bénéfices pour le système électrique

³ Enjeux du développement des infrastructures de stockage et de transport d'hydrogène associés au développement de l'électrolyse et leviers d'optimisation avec le système électrique, RTE, GRTgaz (NaTran), 2023, https://www.natransgroupe.com/sites/default/files/2023-08/grtgaz_rte_etudeh2.pdf

⁴ Volet Hydrogène, Bilan Prévisionnel 2023, RTE, 2023, <https://assets.rte-france.com/prod/public/2024-07/2024-07-12-chap11-hydrogene.pdf>

dans un futur très proche, sous réserve de développement des leviers nécessaires : maturité opérationnelle de la filière de production et des équipementiers, déploiement des infrastructures et incitations économiques adéquates.

Cet intérêt à l'horizon 2030 est aussi confirmé au niveau Européen par une étude⁵ de Gas Infrastructure Europe (GIE). Selon cette étude de GIE-Artelys-Frontier Economics de 2024⁶, un système énergétique Européen intégré à l'horizon 2030 bénéficiant de capacités d'électrolyse flexibles, de transport et de stockage d'H₂ permettrait une économie annuelle autour de 2,5 milliards d'euros sur l'ensemble du système énergétique (système électrique et H₂). La flexibilité du système hydrogène permettrait de réduire, à la maille européenne, les coûts de production électrique (i.e. réduction des OPEX grâce à un recours plus limité aux capacités de production thermiques, à une réduction des écrêtements des renouvelables électriques) estimés à 3,1 Milliards d'économies (à comparer aux 300M€ identifiés par RTE au même horizon mais à l'échelle de la France).

Le récent rapport de l'ENTSOe sur la flexibilité de la production d'hydrogène⁷ confirme l'importance de la flexibilité des électrolyseurs et de leur localisation pour le système électrique européen.

⁵ Why European underground hydrogen storage needs should be fulfilled, GIE-Artelys-Frontiers, 2024 - https://www.gie.eu/wp-content/uploads/filr/9697/RPT-EU_Underground_Hydrogen_Storage_Targets-090424-CLEAN.pdf

⁶ Why European underground hydrogen storage needs should be fulfilled, GIE-Artelys-Frontiers, 2024 - https://www.gie.eu/wp-content/uploads/filr/9697/RPT-EU_Underground_Hydrogen_Storage_Targets-090424-CLEAN.pdf

⁷ Market Design and Regulatory Framework for Viable and Flexible Hydrogen Production, ENTSOe, 18/06/2025, https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/clean-documents/Publications/2025/ENTSO-E_Detailed_Report_on_Market_Design_and_Regulatory_Framework.pdf

La région Auvergne-Rhône-Alpes dispose du potentiel de stockage d'hydrogène en cavité saline le plus important du territoire national (voir Figure 2). Les premières cavités salines d'Étrez pourraient être converties à l'hydrogène à horizon 2030-2032 représentant une capacité de stockage à cet horizon de 0,25 TWh. Pour préparer cette conversion, le premier test de stockage souterrain d'hydrogène en conditions réelles a été réalisé dans la Région Auvergne Rhône Alpes sur le site d'Étrez en 2025 dans le cadre du projet Hypster. Ils ont permis de démontrer :

- o La faisabilité du stockage H₂ en cavité saline : étanchéité du stockage et intégrité des installations,
- o L'intégrité mécanique et géomécanique des installations lors de cyclages à haute fréquence.

En fonction des besoins de la filière, les capacités de stockage disponibles pourraient augmenter rapidement grâce à la disponibilité de cavités salines en saumure complémentaires, mais aussi le démarrage de la conversion de cavité du méthane à l'hydrogène, ainsi qu'à la création de nouvelles cavités. Cette infrastructure est un atout pour les producteurs et les consommateurs d'hydrogène car elle permettrait de flexibiliser la production électrolytique d'hydrogène. En pratique, les analyses des profils de production d'électrolyse favorables au système électrique (issues de simulations) montrent que le stockage d'Étrez commencerait à se remplir dès le début du printemps avec les excédents de production d'hydrogène des producteurs jusqu'à atteindre son maximum en automne. Ainsi, le fonctionnement flexible permet de valoriser au mieux la production renouvelable et nucléaire lors des mois de surplus

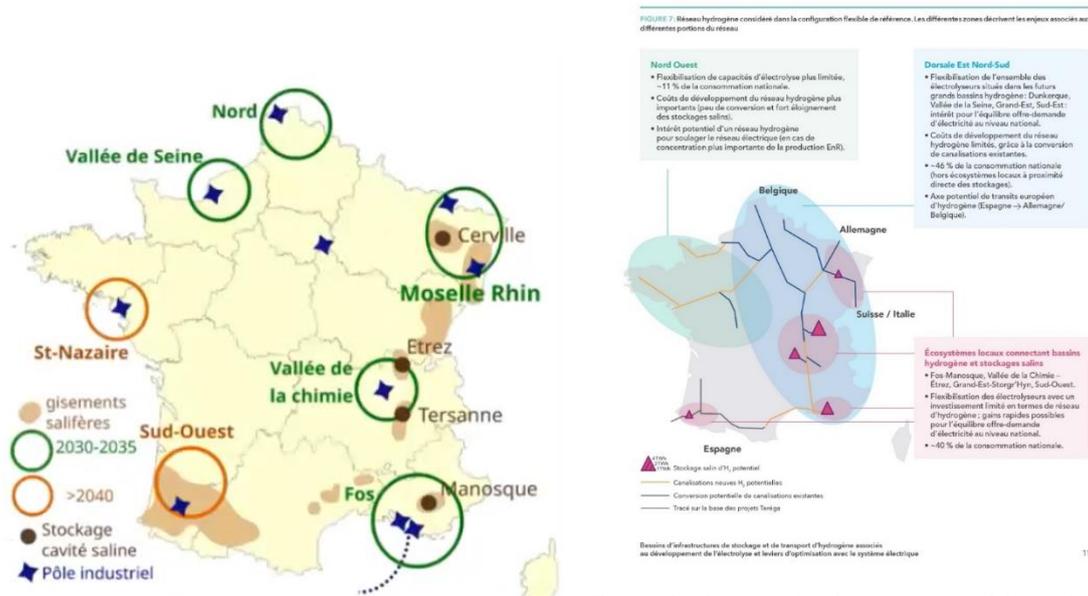


Figure 1 : Cartographie accompagnant les communications de la DGEC concernant la stratégie nationale hydrogène

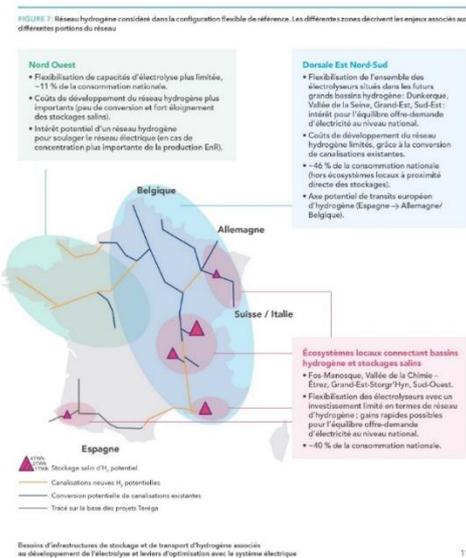


Figure 2 : Réseau hydrogène considéré dans la configuration flexible de référence de l'étude nationale NaTran-RTE de 2023. Les différentes zones décrivent les enjeux associés aux différentes portions du réseau hydrogène

de production. Le stockage commencera ensuite à se vider progressivement jusqu'à la fin de l'hiver.

La région Auvergne-Rhône-Alpes voit se développer des projets de production et de consommation d'hydrogène, notamment répartis entre les hubs industriels de Lyon, Grenoble et de Roussillon. Certains de ces projets font partie du projet européen IMAGHyNE coordonné par la Région Auvergne-Rhône-Alpes et co-financé par le Clean Hydrogen Partnership. L'objectif de ce projet est de structurer la chaîne de valeur H₂ d'ici fin 2029 (production de 27MW d'H₂ renouvelable, stockage en cavité saline à Etrez, étude sur le transport, distribution et usages).

La région est de plus sur le trajet identifié pour le projet HYFEN, infrastructure de transport d'hydrogène permettant aussi bien de connecter les projets de production, de consommation et de stockage du territoire national que de transporter l'hydrogène de la péninsule ibérique vers la France et l'Allemagne.

Ce projet HYFEN, aussi mentionné dans l'étude comme « dorsale nationale », vise à créer une infrastructure de transport d'hydrogène renouvelable et bas-carbone à l'échelle nationale. Lancé en 2023, il prévoit la construction d'un réseau de 850 km capable de transporter jusqu'à 2 millions de tonnes d'hydrogène par an.

Cette future "autoroute de l'hydrogène" vise à relier plusieurs bassins industriels stratégiques (Fos-Marseille, Vallée de la Chimie, Grand Est) à des sites de stockage souterrains, garantissant ainsi sécurité d'approvisionnement et optimisation économique pour les consommateurs industriels.

HY-FEN s'inscrit dans une vision européenne : il sera interconnecté au corridor H2med via Fos-sur-Mer et au réseau allemand Kernetz via le réseau MEGAL. Il a été reconnu comme Projet d'Intérêt Commun (PIC) par l'Union européenne, soulignant son rôle clé dans la décarbonation de l'industrie et la création d'un marché européen de l'hydrogène.

Ce projet présente plusieurs Intérêts pour le système énergétique français :

Sécurité énergétique :

- Stockages massifs et interconnexions européennes renforçant la résilience du système.

Réduction des coûts :

- Accès à un choix compétitif de sources d'hydrogène, à la fois domestique (hydrogène bas carbone grâce au mix électrique français largement décarboné) et importé intra-européen (hydrogène issu d'EnR ibérique)
- Mutualisation des infrastructures de transports : mise en place d'une infrastructure robuste qui unifie et irrigue le territoire, à coûts réduits, en profitant des effets d'échelle partagés avec les producteurs ibériques et les consommateurs allemands d'hydrogène ;
- Une telle infrastructure permettra également des bénéfices pour l'exploitation des ressources électriques (estimés à 1.5 Mds €/an dans la précédente étude)

conjointe RTE-NaTran) par la gestion optimisée du système électrique avec le système hydrogène.

Accélération de la transition énergétique :

- HY-FEN facilite l'accès à un hydrogène bas-carbone pour les industries lourdes (chimie, sidérurgie, raffinage).

Effet levier pour l'investissement :

- HY-FEN crée un cadre favorable au développement de projets de production d'hydrogène (électrolyseurs, hubs industriels).

Par ailleurs, des projets de renforcement du réseau de transport d'électricité sont à l'étude, notamment la création d'un nouveau poste électrique sur la Vallée de la Chimie, nommé "Rhôna", visant à proposer jusqu'à 350 MW de nouvelles capacités permettant d'accueillir de nouveaux projets fortement consommateurs d'électricité. Ce projet ne pourra néanmoins être confirmé qu'après l'engagement ferme d'un ou plusieurs projets sur la zone et validation de la Commission de Régulation de l'Energie.

La région Auvergne Rhône-Alpes se situe donc au cœur d'enjeux de compétitivité et d'économies pour les systèmes énergétiques nationaux et internationaux. Elle a été identifiée comme hub stratégique dans la feuille de route nationale pour l'hydrogène (voir Figure 1, issue des communications de la DGEC). Elle avait été identifiée par NaTran et RTE dans leurs travaux communs de 2023 comme un écosystème offrant des gains rapides pour l'équilibre offre-demande d'électricité au niveau national avec un investissement limité en termes de réseau d'hydrogène (voir Figure 2). **Ainsi, une analyse prospective des enjeux du développement des infrastructures de stockage et de transport d'hydrogène associés au développement de l'électrolyse en région Auvergne Rhône-Alpes a été menée par NaTran, RTE et Storengy en coopération avec la Région Auvergne-Rhône-Alpes.**

Ces analyses prospectives ne se substituent pas à une planification territoriale, mais visent plutôt à les alimenter. Elles pourront ainsi alimenter utilement les travaux du dispositif Zones Industrielles Bas Carbone (ZIBaC) démarrées récemment, notamment le projet DeClyc (DECarboner LYon vallée de la Chimie) et projet de grande vallée hydrogène IMAGHyNE dont NaTran et Storengy sont partenaires.

Il est important de noter que l'ensemble des coûts affichés ne sont pas des tarifs ou des prix de prestations, ils dépendent fortement des spécificités des projets (coût des électrolyseurs, de développement du réseau H₂, de la distance du point de raccordement au réseau électrique et de ses spécificités techniques, ...). Les sensibilités économiques à certains de ces paramètres ont déjà été analysées dans le chapitre dédié à l'hydrogène du Bilan prévisionnel 2023 de RTE.

L'objet de l'étude est d'analyser dans différentes configurations spécifiques au territoire de la région Auvergne-Rhône-Alpes le bénéfice apporté par la flexibilité permise par les infrastructures hydrogène. Les bénéfices en termes de coût complet pour le système énergétique national ont déjà fait l'objet d'analyses dans les études

évoquées en introduction. Ceux-ci ne peuvent que difficilement être isolés régionalement du fait de la structure même des marchés électriques et gaziers. Cette étude analyse donc le bénéfice apporté par la flexibilité en quantifiant le coût complet de l'hydrogène dans différentes configurations de flexibilité. Pour cela, elle compare les investissements dans les infrastructures de transport et de stockage d'hydrogène nécessaires pour mettre en place cette flexibilité de la production électrolytique aux gains liés à l'arbitrage des prix de l'électricité permis par cette flexibilité. Les coûts de l'électricité associés au mix électrique considéré dans cette analyse sont issus du Bilan Prévisionnel 2023 de RTE. Il ne s'agit pas d'un prix de marché mais des coûts systèmes définis selon les méthodes proposées par RTE (voir méthodes dites attributionnelles et incrémentales explicitées page 54 du Chapitre Hydrogène du Bilan Prévisionnel 2023, disponible ici : [BP2023 - Chapitre 11. Volet hydrogène 09.2024.pdf](#)).

Cette analyse permet ainsi d'évaluer à l'aune du coût complet de l'hydrogène la valeur de la flexibilité permise par les infrastructures hydrogène. Dans cette étude, la connexion au stockage d'Etrez ne sera considérée comme économiquement pertinente que si les investissements annualisés sont compensés par les gains sur l'approvisionnement en électricité pour la production électrolytique d'hydrogène. A l'échelle d'un ou plusieurs projets de consommation et de production qui seraient placés au même endroit, cette pertinence économique dépendra de la puissance du ou des projets, de sa/leur distance au stockage d'Etrez et du niveau de flexibilité effectif de la production par électrolyse.

En plus d'analyser les configurations de viabilité économique d'un fonctionnement flexible de la production d'hydrogène électrolytique dans l'écosystème industriel de la région Auvergne-Rhône-Alpes, cette étude se penche aussi sur les différentes solutions techniques de stockage afin d'assurer la sécurité d'approvisionnement des consommateurs d'hydrogène dans la région dans différentes configurations.

En effet, les clients consommateurs exigent contractuellement un certain niveau de continuité d'approvisionnement en hydrogène. Or, si la production d'hydrogène est réalisée de manière flexible, cette continuité d'approvisionnement ne va pas de soi : elle doit être garantie par une solution de stockage. Les profils d'électrolyseurs analysés dans le cadre de cette étude, visant à un fonctionnement bénéfique au système électrique, nous permettent de dimensionner un tel stockage. Ce stockage doit être capable d'absorber le surplus de production lors des moments d'excédent de production d'hydrogène en quantité suffisante pour compenser le nombre important d'heures d'hiver durant lesquelles il n'y a pas de production électrolytique.

2. Présentation des scénarios de consommation et de production d'hydrogène et des hypothèses économiques

2.1. Rappel des scénarios de consommations et de productions nationaux

Les scénarios proposés sont issus des travaux prospectifs menés par NaTran et en cours de concertation avec les parties prenantes. **Ils sont donc amenés à évoluer**⁸.

La méthode de construction et de régionalisation des scénarios de consommation et de production est détaillée en annexe.

Le spectre de scénarios multi-énergies soumis à consultation est centré autour de la planification énergétique nationale. En cohérence avec la préfiguration de la transposition du 4^e paquet gaz européen, les scénarios de sensibilité autour du scénario central dit « des pouvoirs publics » (PP) s'appuient largement sur ceux proposés par les gestionnaires des réseaux de transport et de distribution de gaz français dans leurs *Perspectives Gaz* et les scénarios élaborés par le gestionnaire du réseau de transport d'électricité dans son *Bilan Prévisionnel*.

- Le scénario dit « des pouvoirs publics » (PP) est constitué des différents éléments fournis par les pouvoirs publics, en particulier les documents de consultation de la Programmation Pluriannuelle de l'Energie - PPE-3. Les documents de consultation de la PPE ne contenant pas tous les objectifs sectoriels de consommation pour 2035, une interpolation entre les chiffres sectoriels de la PPE-3 pour 2030 et les chiffres à l'horizon 2050 de la SNBC2, calibrée pour respecter les objectifs affichés pour 2035 dans la PPE-3, a été utilisée.
- Le scénario A présente une sensibilité d'accélération des efforts de décarbonation avec une forte ambition sur l'hydrogène et la valorisation du CO₂ (CCU) et une baisse marquée du méthane. En cohérence avec la préfiguration de la transposition du 4^e paquet gaz européen, plusieurs fondamentaux de ce scénario sont communs avec le scénario de référence des *Perspectives gaz* des GRT et GRD de gaz français et le scénario de référence du *Bilan Prévisionnel* de RTE. Le scénario s'inscrit dans une ambition d'atteinte des objectifs Fit for 55.
- Le scénario B s'inscrit dans un narratif de retard d'environ 5 ans par rapport au scénario A. Il affiche une ambition réduite et retardée concernant l'hydrogène et le CCU, ainsi qu'une baisse moins marquée du méthane que dans les autres scénarios.

Les scénarios proposés envisagent un rôle accru de l'hydrogène pour décarboner l'industrie et la mobilité, principalement aérienne et maritime. La consommation de

⁸ [Concertations des acteurs des marchés du CH₄, H₂ & CO₂ : perspectives d'avenir | natransgroupe.com](https://www.natransgroupe.com)

carburants durables (e-fuels) pourrait augmenter, conformément avec les réglementations européennes RefuelEU Aviation et Fuel EU Maritime adoptées en 2023, et cette consommation est supposée approvisionnée en grande partie par une production française. La consommation d'hydrogène dans l'industrie pourrait augmenter dans la production d'engrais, les raffineries et l'acier, et dans une moindre mesure dans la chimie (méthanol, phénol, HMD pour le nylon, peroxyde d'hydrogène, etc.) et la chaleur industrielle (projets pilotes de fours à hydrogène pour le verre et la céramique).

CONSOMMATION D'HYDROGÈNE TOTALE EN FRANCE (ENERGIE FINALE ET SECONDAIRE, TOUS TYPES, HORS CO-PRODUITS)
[2023-2035], TWh PCI H₂ / an

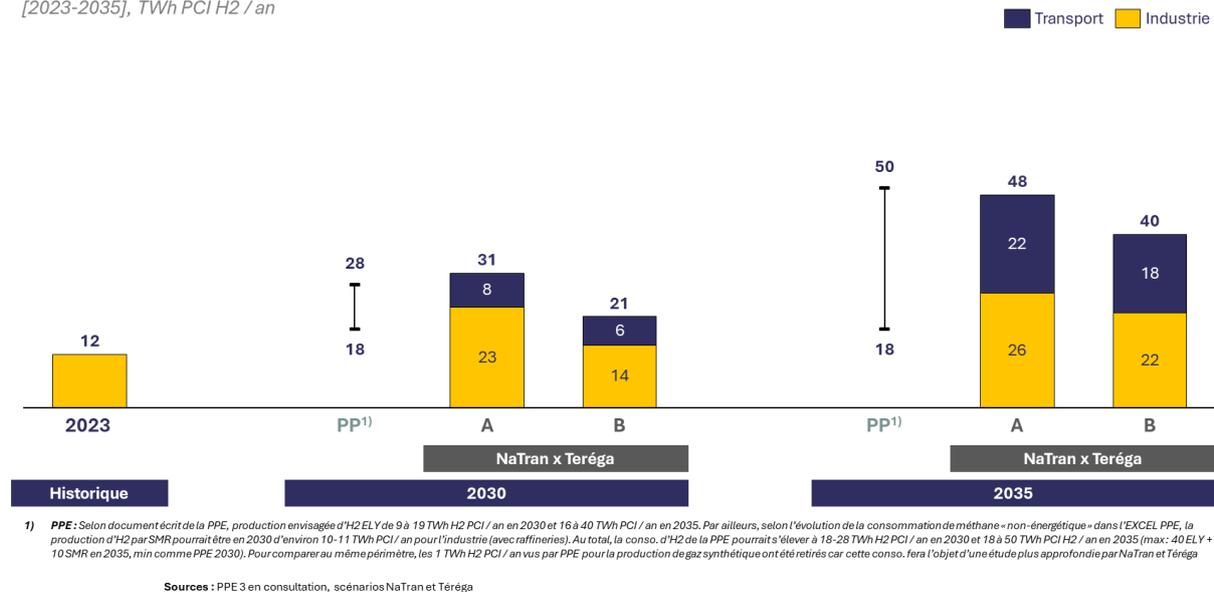


Figure 3 : Scénario NaTran-Teréga de consommation d'hydrogène en France

La consommation d'hydrogène de l'industrie (hors co-produits) varie entre 14 et 23 TWh PCI dans les scénarios proposés⁹ à 2030. Les consommations d'hydrogène se concentrent dans la production d'engrais, les raffineries et l'acier (réduction directe à l'hydrogène, "DRI" en anglais), et dans une moindre mesure dans la chimie (méthanol, phénol, HMD pour le nylon, peroxyde d'hydrogène, etc...) et la chaleur industrielle (projets pilotes de fours à hydrogène pour le verre et la céramique), avec un remplacement progressif des productions d'hydrogène par SMR (steam methane reforming) par des électrolyseurs.

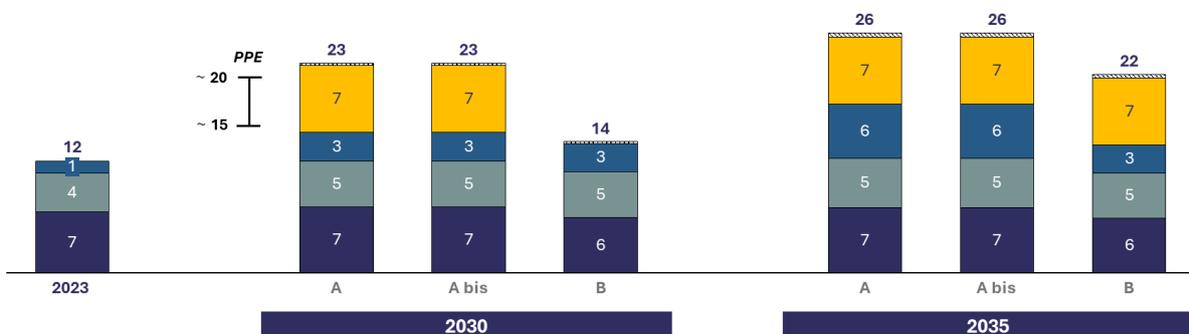
⁹ Calcul du volume d'hydrogène pour le scénario PP sur la base de l'EXCEL MAS de la PPE-3 soumis à consultation : conso. totale d'H₂ électrolytique (ELY) en 2030 de 9,6 TWh H₂ PCI / an, dont 1 TWh PCI / an dans « usage non-énergétique » (production d'engrais) et 4 TWh PCI / an dans « industrie », soit 5 TWh PCI / an pour l'industrie. Dans document écrit de la PPE, mention d'une production d'H₂ ELY de 9 à 19 TWh H₂ PCI / an en 2030, soit une production potentielle de 10 TWh H₂ PCI / an de plus que dans l'EXCEL PPE. En distribuant ces 10 TWh au prorata des conso. sectorielles d'H₂ ELY vus dans l'excel PPE, 5 TWh parmi les 10 pourrait être destiné à l'industrie. Par ailleurs, selon l'évolution de la consommation de méthane « non-énergétique » dans l'EXCEL PPE, la production d'H₂ par SMR pourrait être en 2030 d'environ 10-11 TWh PCI / an pour l'industrie (avec raffineries). Au total, la consommation d'H₂ industrie de la PPE pourrait s'élever à 15-20 TWh PCI / an.

CONSOMMATION D'HYDROGÈNE DANS L'INDUSTRIE, TOUT TYPE D'HYDROGÈNE (GRIS, VERT, BLEU)

[2019-2035], TWh PCI H₂ / an

■ Engrais ■ Raffineries ■ Chimie (hors engrais) ■ Acier ■ Chaleur industrielle

- **Consommation d'H₂ dans l'industrie** : production d'engrais, raffineries et acier (réduction directe à l'hydrogène, "DRI" en anglais), et dans une moindre mesure chimie (méthanol, phénol, HMD pour le nylon, peroxyde d'hydrogène, etc...) et chaleur industrielle (projets pilotes de fours à H₂ pour le verre et la céramique)
- **Au sein de la demande d'hydrogène** : remplacement progressif des productions d'hydrogène par SMR (steam methane reforming) par des électrolyseurs, notamment pour les producteurs d'engrais et les raffineries
- **Acier réduit** : Concernant l'acier réduit, les scénarios "A" envisagent en 2030 la mise en service de deux unités de production d'acier réduit par hydrogène, retardées à 2035 pour le scénario B. Des unités additionnelles sont envisagées plutôt à moyen terme (2040 ou +)



Sources : PPE 3 en consultation, scénarios NaTran et Téréga

Figure 4 : Scénarios NaTran-Téréga de consommation d'hydrogène dans l'industrie

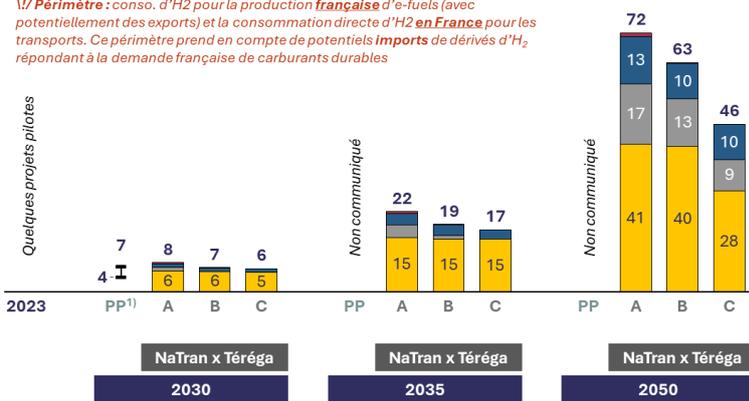
Pour la mobilité aérienne et maritime, la consommation de carburants durables devrait augmenter, conformément aux réglementations européennes RefuelEU Aviation et Fuel EU Maritime adoptées en 2023. Ces réglementations imposent des objectifs d'incorporation croissants des carburants durables, sous la forme de taux d'incorporation en volume de carburants durables (en équivalent kérosène) pour l'aérien et sous la forme de cibles de réduction de l'intensité carbone (GES) de la propulsion navale (en % de gCO₂ / MJ) pour le maritime.

CONSOMMATION EN FRANCE D'HYDROGÈNE DANS LES TRANSPORTS

[2023-2050], TWh PCI H₂ / an

■ Aérien ■ Routier ■ Maritime ■ Ferroviaire

! Péri-mètre : conso. d'H₂ pour la production française d'e-fuels (avec potentiellement des exports) et la consommation directe d'H₂ en France pour les transports. Ce périmètre prend en compte de potentiels imports de dérivés d'H₂ répondant à la demande française de carburants durables



Imports de dérivés d'H₂

Des hyp. d'imports de dérivés d'H₂ pour répondre à la demande FR ont été considérées, pour 2 raisons :

- 1) Les e-fuels produits à l'étranger, et acheminés en France, pourraient être plus compétitifs que la prod. FR, notamment pour le NH₃ (pas besoin de CO₂)
- 2) La production nationale pourrait être limitée, par exemple pour des raisons de foncier et de disponibilité en électricité

Taux d'imports en 2050

	A	B	C
e-CH ₄ maritime	0%	0%	0%
e-méthanol maritime	0%	0%	0%
e-NH ₃ maritime	10%	30%	80%
e-kérosène	40%	35%	55%
bio-kérosène	10%	30%	40%

Taux actuels d'imports (tous secteurs confondus) : NH₃ (47%), kérosène (40%-50%), méthanol (98%)

1) PPE: L'EXCEL mis en consultation pour la PPE mentionne une consommation totale d'H₂ électrolytique en 2030 de 9,6 TWh H₂ PCI / an, dont 1 TWh d'H₂ PCI / an dans « transports » (assimilé au transport routier) et 3 TWh H₂ PCI / an pour la production d'e-fuels (branche « énergie » du bilan d'énergie), ainsi que 1 TWh H₂ PCI / an pour la production de « gaz de synthèse » (e-méthane), pouvant servir en petite partie pour le maritime. Dans le document écrit de la PPE, la production d'H₂ électrolytique est estimée comprise entre 9 à 19 TWh H₂ PCI / an en 2030, soit potentiellement 10 TWh H₂ PCI / an de plus qu'estimé dans l'EXCEL. Sur ces 10 TWh H₂ PCI / an, une partie pourrait être destinée au transport (e-fuels notamment), de l'ordre de 3 TWh H₂ PCI / an, si on considère que cette production d'H₂ supplémentaire est répartie entre l'industrie et les transports au prorata des consommations d'hydrogène envisagées pour ces secteurs en 2030 dans l'EXCEL PPE

Sources : Analyses NaTran et Téréga, feuilles de route de décarbonation de la chimie, Plan de Transition Sectoriel ADEME de l'ammoniac

Figure 5 : Scénarios NaTran-Téréga de consommation en France d'hydrogène dans les transports

Concernant la production et les importations d'hydrogène, les scénarios proposent des visions différenciées. Les quantités produites dans les scénarios de sensibilité sont données à titre indicatif, les volumes résulteront des simulations multi-énergie à l'échelle européenne menées sur la base des scénarios encore en cours de consultation.

PRODUCTION D'HYDROGENE A TITRE INDICATIF

(Electrolyse, vaporeformage du méthane, production biosourcée)

[2019 ; 2035], en TWh PCI H₂ / an

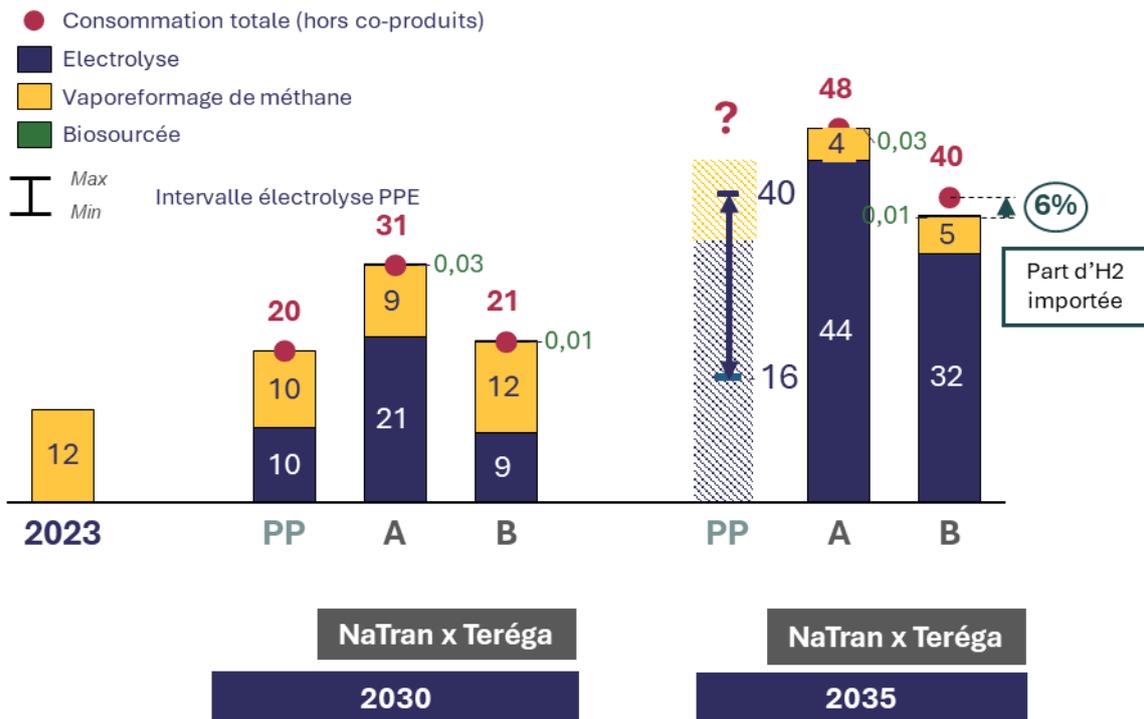


Figure 6 : Scénarios NaTran-Teréga de production d'hydrogène en France

2.2. Scénarios de consommation et de production d'hydrogène en Auvergne-Rhône-Alpes

La régionalisation des volumes nationaux explicités dans la section précédente a été menée selon une méthode explicitée en annexe. Elle tient compte des projets annoncés et de leur localisation. Pour les autres projets de nature plus prospective, la régionalisation a été menée en fonction de facteurs de localisation propres aux différents secteurs, comme la disponibilité du CO₂ biogénique pour la production de e-méthanol.

Dans le scénario A, la consommation d'H₂ pourrait augmenter de 32 à 118 TWh H₂ PCI / an entre 2030 et 2050, notamment en Normandie, PACA¹⁾, AURA¹⁾, le Grand Est et les Hauts-de-France

CONSOMMATION D'HYDROGÈNE TOTALE, TOUT TYPE D'HYDROGÈNE (GRIS, VERT, BLEU), HORS CO-PRODUITS – SCÉNARIO A
[2019-2035], TWh PCI H₂ / an

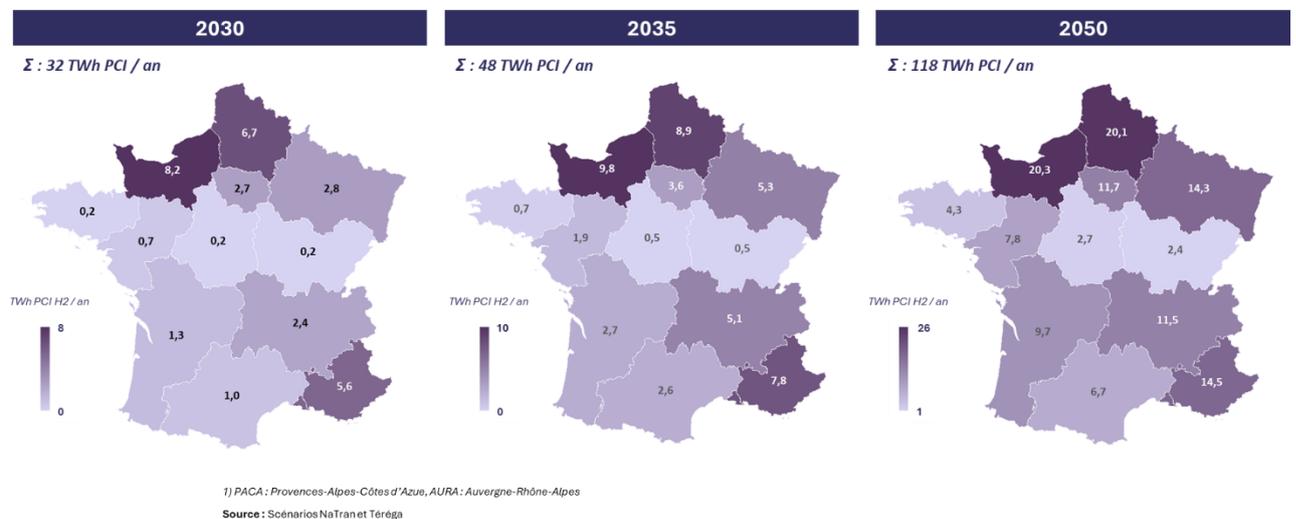


Figure 7 : Régionalisation du scénario A (NaTran-Téréga) de consommation d'hydrogène en France

Aujourd'hui, deux projets sont déjà mis en service et 6 projets de consommation et de production d'hydrogène sont identifiés en Auvergne-Rhône-Alpes pour des mises en service à l'horizon 2030 (dont 3 de puissance et de volume non dévoilés publiquement). A l'horizon 2035, 10 projets ont été identifiés (dont 2 en plus de puissance et de volume non dévoilés publiquement)¹⁰. Ces projets se concentrent dans la Vallée de la Chimie (Métropole de Lyon), la zone autour de la plateforme des Roches-Roussillon (Isère) et autour de Chambéry, Grenoble et Ugine (Savoie).

¹⁰ Liste des projets identifiés en annexe.

Les projets de productions qui sont liés à des projets de consommations ont été considérés comme un seul et même projet dans le décompte énoncé ci-dessus.

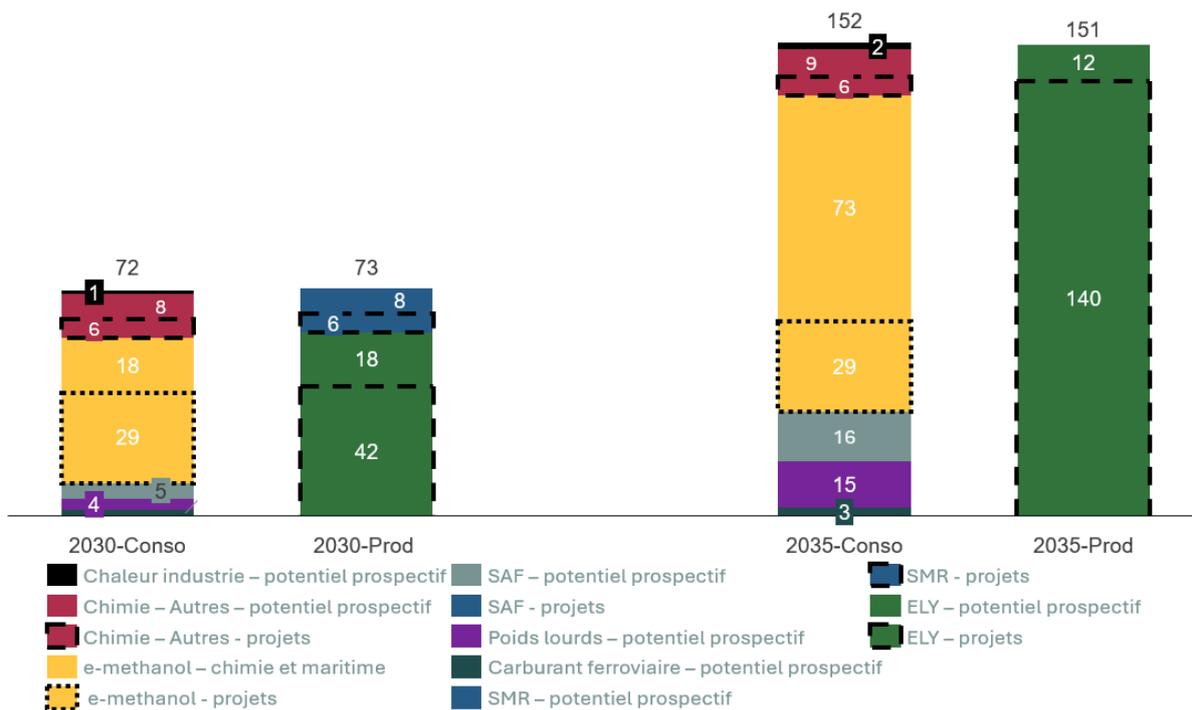


Figure 8 : Scénarios de consommation et de production NaTran-Teréga en Auvergne Rhône-Alpes et volumes des projets identifiés - état à mai 2025 (en kt H2 / an)

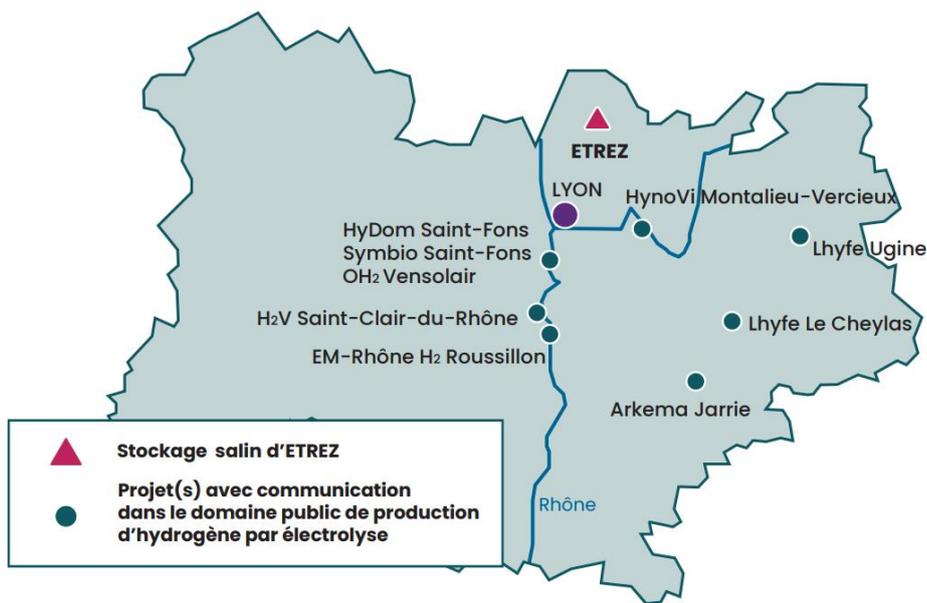


Figure 9 : Projets de production d'électrolyse identifiés en région Auvergne Rhône-Alpes

2.3. Scénarisation du facteur de charge annuel moyen d'un électrolyseur flexible

Les analyses prospectives menées par RTE dans le cadre du Bilan Prévisionnel (BP) 2023 ont permis d'identifier le niveau de flexibilité (facteur de charge annuel moyen) le plus favorable, à horizon 2035, pour le fonctionnement du système électrique. Celui-ci est d'environ 50% dans les hypothèses propres à ces analyses.

Pour les études de cas menées dans ce chapitre, il est donc proposé de retenir 50% comme hypothèse de facteur de charge moyen annuel, représentatif d'un fonctionnement flexible optimal de la production électrolytique.

Description du profil de production flexible d'électrolyseur issu des analyses de RTE

Afin de bien interpréter les résultats présentés dans la suite de l'étude, il est essentiel de clarifier les caractéristiques du profil de production flexible utilisé. Ce profil d'approvisionnement en électricité est issu des scénarios du Bilan Prévisionnel (BP) de RTE et constitue une donnée d'entrée importante des analyses.

Ce profil présente une caractéristique structurante : il est défini avec un taux de charge annuel moyen de 50 %, ce qui reflète un fonctionnement optimisé selon les signaux du système électrique. Cela implique que l'électrolyseur n'est pas en fonctionnement continu : certaines périodes peuvent connaître plusieurs jours, voire plusieurs semaines, sans production. Ce même profil d'approvisionnement en électricité est conservé pour l'ensemble des scénarios testés dans l'étude.

Figure 11.45 Profil de production moyen de l'électrolyseur sur les semaines d'été (à gauche) et les semaines d'hiver (à droite), dans différentes configurations de flexibilité – Scénario « A - référence » en 2030

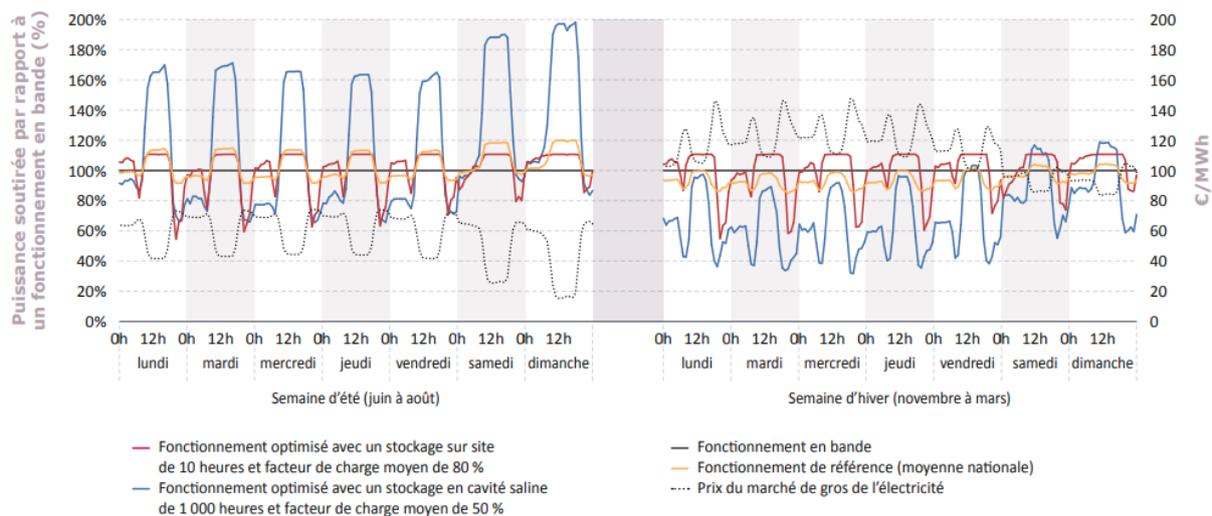


Figure 10 : Profil hebdomadaire de production de l'électrolyseur, BP RTE 2023

2.4. Hypothèses économiques

2.4.1. Hypothèses économiques concernant les coûts de transport et de stockage d'hydrogène

Les résultats présentés dans cette étude reposent sur un ensemble d'hypothèses techniques et économiques visant à assurer la cohérence entre les différents scénarios. Néanmoins, ces hypothèses sont soumises à des incertitudes importantes.

Les hypothèses économiques retenues pour les différentes technologies assurant la continuité d'approvisionnement en hydrogène sont les suivantes :

Technologies	Unités	CAPEX
Batteries	€/kWh électrique	300
Stockage de surface	€/kWh H ₂	18
Stockage souterrain (UHS)	€/kWh H ₂	0.595
SMR + CCS	€/Nm ³	4600

Tableau 1: Hypothèses de CAPEX pour les différentes solutions de continuité d'approvisionnement

En complément des données de CAPEX, le coût d'utilisation du stockage souterrain est estimé dans une logique de multi-cyclage de l'infrastructure, dans laquelle le stockage est mutualisé et mobilisé plusieurs fois dans l'année pour répondre à différents besoins de flexibilité (équilibrage à court, moyen et long terme). Le coût associé au stockage souterrain d'hydrogène (UHS) a été estimé à 0,33 €/kgH₂ dans le cadre de cette étude prospective.

L'écosystème hydrogène en Auvergne Rhône Alpes, représenté par les scénarios explicités en partie 2.2 a fait l'objet d'analyses par Natran, afin de déterminer, compte tenu des flux considérés, le diamètre des infrastructures de transport d'hydrogène à mettre en place pour accéder au stockage d'Étrez et ainsi bénéficier des économies liées à la flexibilité de la production d'hydrogène par électrolyse. Cette évaluation a permis de déterminer les CAPEX et OPEX associés au réseau de transport d'hydrogène adapté à la région afin de calculer un coût de ces infrastructures pour chacune des configurations étudiées. **Ces analyses sont de nature prospective, et ne se substituent en aucun cas aux études d'opportunité, de faisabilité et d'ingénierie mises en œuvre dans le processus de développement d'infrastructures.**

Ce dimensionnement prospectif a été évalué de manière à pouvoir prendre en compte les puissances les plus importantes considérées dans cette analyse de cas. Cela signifie que même dans le cas de petites puissances de production d'électrolyse considérées, le dimensionnement de la canalisation supposé est celui permettant de transporter les scénarios de mutualisation les plus ambitieux. Le coût de transport

unitaire associé aux petites puissances est donc élevé car surdimensionné. Cette approche permet cependant d'anticiper de futurs raccordements et s'inscrit dans une logique économique plus pertinente à long terme : elle favorise des économies d'échelle et évite la pose ultérieure de canalisations parallèles, ce qui pourrait représenter un surcoût significatif. Toutefois cette méthode entraîne une surestimation du coût de transport pour les projets de plus faible puissance, car ceux-ci pourraient être techniquement satisfaits avec des diamètres plus réduits et donc à un coût inférieur. **Les bénéfices présentés dans la suite des analyses dans le cas des projets de faible taille pourraient donc se révéler être plus importants. Par exemple, dans le premier cas étudié dans le chapitre 4.2, en l'absence de cette approche conservatrice, le gain économique serait de 6% au lieu de 3%.**

Dans le cadre de cette étude, un coût du capital de 5% a été retenue pour les infrastructures de transport d'hydrogène, une durée de vie de 25 ans ainsi que des coûts opérationnels annuels d'entretien et d'exploitation de la canalisation de 2% du coût d'investissement.

Attention, l'ensemble des évaluations économiques affichés pour les infrastructures sont des coûts et non des tarifs : ils dépendent fortement des spécificités des projets. Ils sont ici fournis à titre indicatif pour pouvoir mener à bien notre analyse comparative des configurations et sont ainsi non engageant/contractuels.

2.4.2. Hypothèses économiques concernant le coût de production de la molécule d'hydrogène

Les hypothèses techniques et économiques prises en compte dans les analyses ci-après font l'objet de nombreuses incertitudes, évoquées dans diverses publications, et discutées avec les parties prenantes dans les concertations de RTE et de NaTran. L'objet de la présente analyse n'est pas de rediscuter le spectre de ces hypothèses et les incertitudes associées. Ainsi, elles ne font pas l'objet d'analyses de sensibilités. Comme explicité dans la présentation des configurations (voir section 4.1), celles-ci se concentrent plutôt sur les sensibilités à la distance au stockage d'Etrez et au volume de projets mutualisant les infrastructures de transport d'hydrogène.

Le CAPEX de l'électrolyseur et les facteurs de charges considérés sont issus des analyses menées par RTE dans le cadre du BP (figure 11.23 page 66, Chapitre 11 sur l'Hydrogène du BP, hypothèse de référence 2030) et de NaTran dans le cadre des Concertations « Perspectives d'Avenir H₂, CO₂ et CH₄ ». Le coût du raccordement électrique est pris en compte dans le coût "CAPEX Electrolyseur" mentionné dans le tableau ci-dessus. Le chapitre dédié à l'hydrogène du bilan prévisionnel 2023 a montré que c'était une composante de second ordre par rapport aux coûts du surdimensionnement des électrolyseurs et des infrastructures hydrogène de transport et de stockage d'hydrogène : la priorité de cette étude n'a donc pas été

d'approfondir les spécificités de connexion au réseau électrique des différentes zones industrielles dynamiques de la région Auvergne-Rhône-Alpes.

Les coûts de l'électricité associés au mix électrique considéré sont issus du Bilan Prévisionnel 2035 de RTE. Attention, il ne s'agit pas d'un prix de marché mais des coûts systèmes définis selon les méthodes proposées par RTE (voir méthodes dites attributionnelles et incrémentales explicitées page 54 du Chapitre Hydrogène du BP). Le coût de l'électricité retenu est celui du scénario de référence 2030 du Bilan Prévisionnel de RTE, soit **76 €/MWh**.

Le facteur de dégradation lié au fonctionnement flexible des électrolyseurs dépend du facteur de charge considéré et est d'autant plus important que le facteur de charge est faible. Du fait de l'absence de retours d'expérience suffisamment longs et sur des projets d'envergure, les hypothèses prises ici sont théoriques et issues de simulations en cours d'approfondissement par NaTran. Les échanges ayant eu lieu dans le cadre des Concertations « Perspectives d'Avenir H₂, CO₂ et CH₄ » confirment que les hypothèses prises reflètent le meilleur état des connaissances à date sur ce sujet.

Les hypothèses peuvent être résumées par le tableau suivant :

Configurations	Unités	Production en bande	Production flexible
CAPEX électrolyseur total	€/kW	1199	1006
OPEX pris en compte (hors OPEX électricité)	€/kg H ₂	Opération et maintenance	
Energie (KWh pour 1 kg H ₂)	kWhe / kg H ₂	51	
Facteur de charge	%	94	50
Coût de l'électricité (dont TURPE et fiscalité)	€/MWh	76	38
Facteur de dégradation	% consommation électrique supplémentaire en kWhe / kg H ₂ / an	1	2

Tableau 2 : Hypothèses de calcul du coût de la molécule

3. Analyse des solutions techniques adaptées à différentes configurations de continuité d’approvisionnement en hydrogène

3.1. Définition de la continuité d’approvisionnement en hydrogène

La continuité d’approvisionnement est définie comme la capacité à assurer un approvisionnement selon le profil attendu par le client final quelles que soient les problématiques sur la chaîne amont. Dans cette analyse, elle correspond à la part de la consommation totale d’hydrogène du client qui doit être couverte par de l’hydrogène électrolytique sur une échelle de temps donnée. Cette continuité d’approvisionnement peut être influencée par le fonctionnement flexible d’un électrolyseur pour optimiser le coût de production de l’hydrogène, mais aussi par les dysfonctionnements techniques, ou encore par les enjeux réglementaires pour la production d’hydrogène renouvelable.

A titre d'exemple, les typologies d'aléas suivants peuvent être envisagés :

- Techniques : dysfonctionnement de l'électrolyseur (lors de la montée en charge de l'électrolyseur par exemple), maintenance, pic de consommation d'électricité sur le réseau électrique nécessitant l'effacement de la consommation électrique de l'électrolyseur ;
- Economiques : coût de l'électricité, coût du gaz naturel (dans le cas de la production d'hydrogène par vaporeformage) ;
- Climatiques & environnementales : disponibilité de l'électricité renouvelable et décarbonée, voire RFNBO¹¹

La continuité d’approvisionnement du point de vue des producteurs d’hydrogène

Pour le producteur d'hydrogène par électrolyse, la continuité d'approvisionnement est une garantie contractuelle à laquelle il s'engage vis-à-vis de son client final en hydrogène renouvelable et bas carbone.

Pour garantir contractuellement le niveau de continuité d'approvisionnement envisagé, **le porteur de projet de production** en hydrogène renouvelable et décarboné a plusieurs solutions à disposition :

- **Les batteries** : pour garantir un fonctionnement de l'électrolyseur pendant des interruptions de courte durée (quelques heures), notamment lors des pics de consommation sur le réseau électrique, lorsque le coût de l'électricité est trop élevé ou lorsque l'électricité renouvelable et décarbonée n'est momentanément pas disponible ;
- **Les stockages d'hydrogène de surface pour couvrir des interruptions de moyenne durée (allant jusqu'à 24h)**, en cas d'aléas techniques ou de conditions économiques défavorables à la production ;

¹¹ Renewable fuel of non biological origin – renouvelable selon les critères définis dans les actes délégués de la réglementation européenne RED III (Règlement délégué (UE) 2023/1184 de la commission du 10 février 2023)

- **Les stockages d'hydrogène souterrains mutualisés, l'approvisionnement en hydrogène renouvelable et décarboné produit par un autre électrolyseur ou encore de l'hydrogène décarboné produit par SMR-CCS (hydrogène produit par vaporéformage associé à une capture et stockage de CO₂)** : pour faire face à des interruptions de longue durée (plusieurs jours à plusieurs semaines), en cas de maintenance prolongée, de non-disponibilité de l'électricité renouvelable et décarbonée.

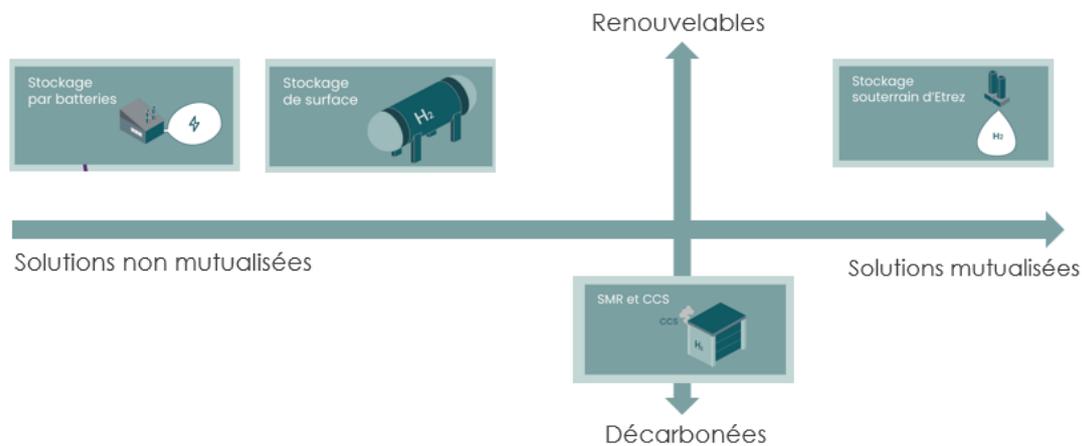


Figure 11: Solutions de flexibilité étudiées

Il faut noter que sous réserve de traçabilité, les solutions comme les batteries, les stockages de surface et souterrains d'hydrogène, auront la possibilité de fournir de l'hydrogène renouvelable dit RFNBO. En revanche, à date, l'hydrogène produit par SMR-CCS ne pourra pas être RFNBO. Selon le niveau d'émission de gaz à effet de serre évités, il pourra être décarboné d'après les règles en cours de définition dans la réglementation Européenne actuelle¹².

La continuité d'approvisionnement du point de vue des consommateurs d'hydrogène

Pour les **consommateurs industriels d'hydrogène**, la continuité d'approvisionnement est une **condition essentielle** : elle garantit que leurs processus de production ne subissent aucune interruption, quels que soient les aléas survenant en amont de la chaîne d'approvisionnement. Ces industriels ne peuvent se permettre de dépendre des fluctuations de la chaîne logistique et doivent donc **sécuriser une continuité d'approvisionnement de leur consommation en hydrogène**.

¹² A date, l'acte délégué définissant l'hydrogène et les carburants bas carbone est encore en cours de discussion [Une clarification pour le secteur de l'hydrogène grâce à une nouvelle méthode de l'UE pour l'hydrogène et les carburants bas carbone](#)

Certains secteurs industriels disposent d'une **marge de manœuvre relative** grâce à leur capacité à s'appuyer sur d'autres sources d'énergie pour leur approvisionnement en hydrogène. Cette flexibilité leur permet d'envisager une **transition progressive** vers l'hydrogène électrolytique, notamment à l'horizon **2030-2035**. Plusieurs niveaux de continuité d'approvisionnement en hydrogène électrolytique sont ainsi envisageables, avec des solutions de repli en cas d'aléas :

- **Solutions de flexibilité** pour l'hydrogène électrolytique ;
- **Recours à des énergies conventionnelles** déjà utilisées.

Par exemple, à cet horizon de temps, les raffineries ont la possibilité de remplacer progressivement une partie de l'H₂ coproduit dans le process de désulfuration, ou de l'H₂ produit par vaporeformage sur site par de l'H₂ renouvelable. Les sites de production d'ammoniac envisagent à court-terme de décarboner par voie électrolytique jusqu'à 15% maximum de leur consommation d'hydrogène (afin de ne pas devoir modifier de manière conséquente leur approvisionnement en chaleur aujourd'hui fournie par le vaporeformeur déjà installé sur site). Les usines de production d'acier qui envisagent de faire de la réduction directe du minerai auront aussi la possibilité de faire une conversion progressive du méthane vers l'hydrogène.

Cette analyse vise à évaluer l'**adéquation des solutions techniques** disponibles pour assurer la continuité d'approvisionnement en hydrogène électrolytique, en fonction des besoins spécifiques de ces utilisateurs industriels.

3.2. Description du cas concret

Pour illustrer les enjeux liés à la **continuité d'approvisionnement**, une étude compare trois clients industriels, chacun consommant **7 000 tonnes d'hydrogène par an** produites par électrolyse, mais avec des **profils de consommation distincts**.

L'électrolyseur considéré est de **85 MW**, opérant selon un **profil de production flexible** avec un facteur **de charge annuel de 50% tel que défini dans le Bilan prévisionnel de RTE**. **Ce profil dépend** des signaux prix de l'électricité. **Avec ce taux de charge, il peut produire environ 7000 tonnes d'H₂ par an maximum**.

Ce profil est identique dans tous les scénarios. Ce choix permet d'isoler l'effet des solutions de continuité d'approvisionnement sur les résultats économiques liés à l'arbitrage des prix de l'électricité. Considérant que les industriels vont convertir progressivement leur consommation pour aller vers de l'hydrogène renouvelable et décarboné, plusieurs niveaux de continuité d'approvisionnement sont considérés :

Les deux premiers consommateurs industriels sont supposés avoir une consommation d'hydrogène électrolytique relativement flexible, pouvant s'appuyer aussi sur leur approvisionnement conventionnel en cas d'aléas. Ils peuvent donc contractualiser pour 50 % pour le premier et 70 % pour le deuxième de leurs besoins en hydrogène électrolytique.

Le troisième consommateur est supposé avoir une consommation d'hydrogène électrolytique en bande, non adaptable. Du fait des maintenances associées à son propre processus industriel, son niveau de continuité d'approvisionnement pour l'hydrogène électrolytique est défini à 98 %. Cela signifie que les 7kt d'hydrogène annuels consommés sont répartis sur 98% des heures de l'année.

Au regard des profils étudiés, ce 3ème consommateur aura un besoin de stockage important (quelle que soit la solution technique choisie) pour approvisionner sa consommation en bande en hydrogène renouvelable et décarboné. Comme les deux premiers consommateurs pourront s'appuyer sur une consommation en aval avec d'autres possibilités d'approvisionnement conventionnelles, leur besoin en stockage sera plus faible.

Ces configurations permettent d'évaluer, pour chaque niveau de continuité d'approvisionnement, les solutions techniques mobilisables pour garantir la fourniture d'hydrogène renouvelable ou décarboné.

Quatre solutions de continuité d'approvisionnement ont été envisagées dans cette étude :

- Les stockages d'hydrogène de surface sur site connectés à l'électrolyseur permettant d'approvisionner en hydrogène le consommateur final ;
- Des batteries sur site permettant d'approvisionner en électricité l'électrolyseur si le coût de l'électricité est trop élevé ou si l'électricité renouvelable n'est pas disponible ;
- Le stockage souterrain d'hydrogène mutualisé raccordé au producteur et au consommateur par des canalisations permettant d'approvisionner en hydrogène le consommateur final ;
- L'usage d'hydrogène produit par SMR-CCS¹³. Celui-ci produit aussi en bande. Il sera sollicité pour combler les besoins non satisfaits par l'électrolyseur de 85 MW. Comme expliqué précédemment, l'hydrogène produit par SMR-CCS n'est pas considéré renouvelable ou RFNBO. Il est étudié ici comme une solution envisageable mais non RFNBO pour assurer la continuité d'approvisionnement à 98%. Dans le cadre des autres niveaux de continuité d'approvisionnement (50 et 70%), le consommateur dispose déjà d'autres solutions pour pallier les aléas avec de l'hydrogène non renouvelable. Cette hypothèse permet

¹³ L'hypothèse est faite d'un coût du gaz naturel de **42 €/MWh**, ce qui constitue une hypothèse plus élevée que celle sous-jacente au coût de l'électricité de 76€/MWh .

d'explorer un cas limite, dans lequel le recours à une production non conforme RFNBO pourrait être justifié pour assurer l'approvisionnement.

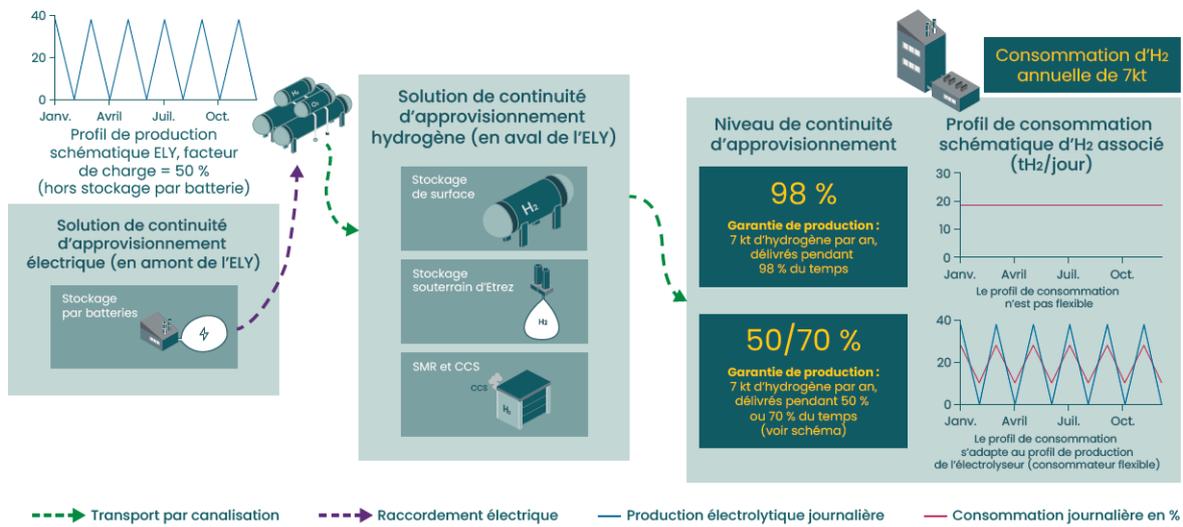


Figure 12 : Les différentes solutions de continuité d'approvisionnement analysées (ELY=électrolyseur)

Nous comparons pour chacun des cas le coût complet de l'hydrogène produit (appelé LCOH dans la suite) ainsi que l'emprise au sol nécessaire à chaque solution. Les LCOH des solutions batterie, stockage de surface et stockage souterrain d'H₂ ne diffèrent que par le coût de la solution de continuité d'approvisionnement choisie, le coût de la molécule par électrolyse est supposé inchangé (profil de consommation d'électricité inchangé).

En revanche, pour le SMR-CCS à un niveau de continuité de 98%, c'est le LCOH pondéré qui est calculé, avec une pondération entre le LCOH de l'hydrogène produit par l'électrolyseur de 85 MW avec un profil flexible, et le LCOH produit par SMR-CCS, pour les moments où le premier ne produit pas. Ce LCOH pondéré sera comparé au LCOH de la solution électrolyseur + stockage souterrain d'H₂.

Parmi les enjeux auxquels la filière hydrogène devra répondre, on trouve celui de la sobriété foncière et de la réduction de l'artificialisation des sols pour préserver les sols et la biodiversité. En effet, à travers la Loi Climat et Résilience, la France s'est fixé une trajectoire de réduction de la consommation d'espaces naturels, agricoles et forestiers (dits espaces NAF) dans les dix prochaines années (2021 – 2031). En 2023, la France a consommé 19 263 ha d'espaces NAF, dont 2544 ha en Région Auvergne Rhône

Alpes¹⁴. En complément, la Région Auvergne Rhône Alpes subit une pression foncière dans les zones industrielles développées, comme dans la zone de Lyon et de la Vallée de la Chimie. Par conséquent, les nouveaux projets d'électrolyse devront chercher à minimiser leur impact foncier, incluant l'emprise au sol supplémentaire nécessaire à la continuité d'approvisionnement des clients finaux. Pour donner quelques exemples provenant d'autres régions, l'usine de production d'e-kérosène Take Kair (incluant une usine de production d'hydrogène) sur la commune de Donges en Loire-Atlantique prévoit une implantation sur 10 à 15 ha¹⁵. Le projet Air Liquide Normand'hy prévoit une usine de production de 200 MW occupant environ 30 ha¹⁶.

Concernant l'emprise au sol, l'objectif est donc d'estimer l'emprise au sol supplémentaire nécessaire pour apporter de la flexibilité au projet de production. Il est considéré dans l'étude que le stockage souterrain est déjà existant, incluant les cavités salines en saumure et les installations de surface. De la même manière, la solution SMR-CCS est supposée reposer sur des moyens de production déjà existants et déjà utilisés par d'autres projets. Par conséquent, il n'y a pas d'emprise au sol supplémentaire considérée pour ces solutions. En revanche, du foncier sera nécessaire pour l'installation des batteries ou des stockages de surface qui seront spécifiques au projet étudié.

3.3. Résultats des analyses

3.3.1. Analyse des besoins de stockage

Ces analyses sont de nature prospective, et ne se substituent en aucun cas aux études d'opportunité, de faisabilité et d'ingénierie mises en œuvre dans le processus de développement d'infrastructures.

Les besoins en capacité de stockage énergétique, présentés ci-après, résultent d'une optimisation visant à assurer la continuité d'approvisionnement du client final tout en minimisant les volumes de stockage mobilisés.

Les besoins en stockage via batteries sont plus importants que ceux des stockages d'hydrogène, car ils représentent l'énergie électrique à stocker pour permettre indirectement la production d'une même quantité d'hydrogène.

Pour les batteries, les résultats sont exprimés en MWh électriques. Pour l'hydrogène, les besoins sont exprimés en MWh H₂, selon le pouvoir calorifique inférieur (PCI).

¹⁴ Données extraites de la base de données CEREMA, <https://cartagene.cerema.fr/portal/apps/dashboards/75ca3baa0632492dba4d0899f1f18b95>

¹⁵ [TAKE KAIR-Dossier de concertation-web.pdf](#)

¹⁶ [Documentation | Air Liquide Normand'Hy](#)

Niveau de continuité d'approvisionnement pour le client final		50%	70%	98%
Stockage d'énergie électrique	Batterie	143 MWh	1 240 MWh	45 000 MWh
	Stockage de surface	70 MWh H2 / 2,1 tH2	620 MWh H2 / 18,6 tH2	27 300 MWh H2 / 819,1 tH2
Stockage d'hydrogène	Stockage souterrain d'H2 (UHS)	68 MWh H2 / 2 tH2	600 MWh H2 / 18 tH2	26 500 MWh H2 / 795,1 tH2

Tableau 3 : Capacité de stockage d'énergie requise pour un électrolyseur flexible de 85 MW avec un taux de charge de 50% alimentant un consommateur avec différents niveaux de continuité d'approvisionnement

Pour les scénarios avec des indices de continuité d'approvisionnement à 50% et 70%, le consommateur est censé disposer de leviers de flexibilité en aval (ajustement des usages ou utilisation d'une autre énergie sur son site). Par conséquent, les besoins de stockage côté production sont relativement faibles, respectivement de 2 tonnes d'H2 et de 18 tonnes d'H2.

Il faut noter que même si ces volumes de stockage sont relativement faibles, leur mise en place amènera déjà des contraintes réglementaires liées aux régimes ICPE et SEVESO. Ce point est décrit dans le paragraphe 3.3.4.

3.3.2. Analyse des coûts

Pour un électrolyseur flexible de 85 MW avec un taux de charge de 50% alimentant un consommateur avec différents niveaux de continuité d'approvisionnement, les résultats sont présentés ci-dessous.

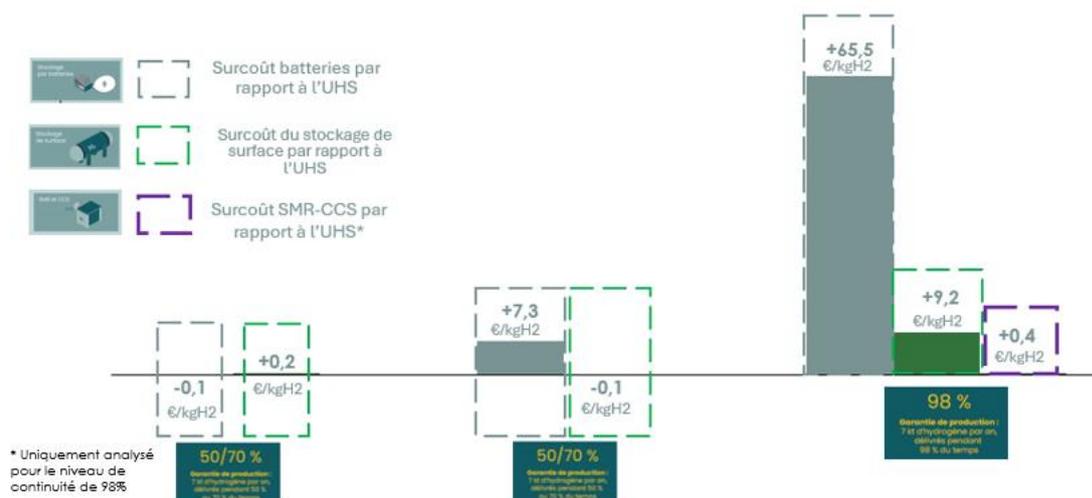


Figure 13 : Surcoûts des solutions individuelles sur le coût complet de l'Hydrogène par recours au stockage souterrain (UHS), pour un même niveau de continuité d'approvisionnement

L'analyse économique compare les coûts complets de production d'hydrogène obtenus avec différentes solutions de continuité d'approvisionnement, en calculant

les surcoûts (Δ LCOH) par rapport à un stockage souterrain mutualisé, pris comme référence.

À 50 % de continuité d'approvisionnement, le besoin de stockage annuel est faible, environ 2 tonnes. Dans ce cas, seul le stockage de surface représente un surcoût par rapport au stockage souterrain d'hydrogène. Et celui-ci est relativement faible (0,2€/kgH₂). À 70 %, il y a un surcoût significatif à l'utilisation des batteries par rapport au stockage souterrain d'hydrogène, de l'ordre de 7,3€/kgH₂.

À 98 % de continuité, les surcoûts d'utilisation des batteries et du stockage de surface par rapport au stockage souterrain d'H₂ sont significatifs, pour permettre de répondre à un usage d'hydrogène électrolytique en bande. Le surcoût peut atteindre 65,5€/kgH₂ pour les batteries. Cela signifie que pour assurer un niveau de continuité d'approvisionnement élevé en hydrogène électrolytique, le stockage souterrain d'hydrogène est la solution la plus économique.

Il faut noter que la solution d'approvisionnement complémentaire par SMR-CCS est la deuxième solution envisageable. En revanche, cette solution ne permet pas l'approvisionnement d'un hydrogène renouvelable voire RFNBO.

Finalement, au regard des différents niveaux de continuité d'approvisionnement, cela signifie aussi que le stockage souterrain a la possibilité d'accompagner la conversion progressive des clients finaux vers de l'hydrogène renouvelable et décarboné.

3.3.3. Emprise au sol supplémentaire

L'analyse suivante porte sur l'emprise au sol **supplémentaire induite par les solutions de continuité d'approvisionnement à installer sur le site de l'électrolyseur (ou à proximité)**. Au regard des objectifs de réduction des espaces NAF consommés, il y a un intérêt à évaluer l'impact foncier supplémentaire des solutions de flexibilité étudiées. Dans le cas de l'étude, seules les installations nécessitant du foncier additionnel sont prises en compte car elles s'ajoutent au foncier déjà nécessaire pour le projet de production d'hydrogène, à savoir les batteries et les stockages de surface. Le stockage souterrain, ainsi que les solutions de secours déportées comme le SMR+CCS, ne génèrent pas d'emprise au sol supplémentaire dans le cadre de cette étude, car elles s'appuient sur des sites déjà existants.

Un point important concerne les batteries : elles ne s'empilent pas. Chaque unité doit être installée au sol, ce qui fait croître très rapidement l'espace nécessaire à mesure que les volumes augmentent.

Niveau de continuité d'approvisionnement pour le client final	50%	70%	98%
Batterie (m2)	430	3 720	135 000
Stockage de surface (m2)	140	1 330	54 660

Tableau 4 Emprise au sol supplémentaire des technologies de stockage estimée en fonction des besoins de stockage

A 50% de continuité d'approvisionnement, les surfaces nécessaires sont relativement faibles et n'impactent pas négativement le cas d'étude. Dès **70 % de continuité d'approvisionnement**, l'emprise au sol supplémentaire devient significative. Les batteries occupent 3720 m2 soit 0,4ha ou encore l'équivalent d'un demi-terrain de foot. Le stockage de surface représente 0,1 ha.

À 98 %, l'emprise au sol supplémentaire devient très significative : le stockage de surface représente une emprise au sol de 54 660 m2, soit 5,5 ha. Les batteries occupent une surface de 135 000m2 – 13ha, équivalente à vingt fois la surface d'un terrain de foot.

Ces ordres de grandeur posent des contraintes foncières réelles pour des nouveaux projets de production d'hydrogène, que ce soit dans des zones industrielles denses, ou dans des espaces NAF dont la consommation est réglementée aujourd'hui.

3.3.4.Éléments additionnels

Une solution complémentaire avec une logistique assurée par des tube-trailers a été analysée. Une modélisation logistique a été réalisée pour évaluer leur faisabilité à l'échelle d'un électrolyseur de 85 MW, dimensionné pour une consommation annuelle de 7 kt. Ces approvisionnements impliqueraient le recours à 31 camions de type tube-trailer par jour, opérant 300 jours par an, soit plus de 9 300 trajets annuels, avec une fréquence moyenne d'un passage toutes les 46 minutes. Ces chiffres mettent en lumière la complexité logistique et les coûts qui en découleraient.

De plus, au-delà de l'impact coût et foncier, les solutions de stockage peuvent aussi engendrer des contraintes réglementaires supplémentaires qui n'ont pas été prises en compte ici. C'est le cas pour le stockage de surface qui dépend de la rubrique ICPE 4715. En complément, le régime SEVESO peut s'appliquer pour des quantités stockées supérieures ou égales à 5tonnes. Cela signifie que si le site n'est pas déjà classé comme un site SEVESO, l'intégration d'un stockage de surface pour assurer la continuité d'approvisionnement d'un électrolyseur flexible, nécessitera une modification de régime SEVESO, y compris pour des niveaux de continuité d'approvisionnement relativement faibles.

Quantité susceptible d'être présente dans l'installation	Régime
Supérieure ou égale à 100 kg mais inférieure à 1 t	Déclaration
Supérieure ou égale à 1 t	Autorisation
Supérieure ou égale à 5 t	SEVESO seuil bas
Supérieure ou égale à 50 t	SEVESO seuil haut

Tableau 5 : Rubrique ICPE 4715¹⁷

3.4. Conclusion sur les solutions techniques adaptées

Pour des besoins ponctuels, à petite échelle ou dans des configurations locales peu contraintes, des solutions de flexibilité autres que le stockage en cavité saline peuvent apparaître cohérentes. Mais dès lors qu'une logique de production massive, ou des contraintes de continuité d'approvisionnement importantes sont mises en avant, le stockage souterrain s'impose comme la solution la plus robuste à moyen terme.

Les analyses menées ont montré que les infrastructures de stockage souterrain d'hydrogène sont une solution particulièrement pertinente pour assurer des niveaux élevés de continuité d'approvisionnement des clients finaux à partir d'électrolyseurs flexibles. Il s'agit aussi de la seule solution permettant d'accompagner la conversion progressive vers de l'hydrogène renouvelable/RFNBO de 50% à 98% de niveau de continuité d'approvisionnement. Il permet d'éviter des investissements multiples, non évolutifs dans le temps, avec un impact foncier significatif.

Finalement, le stockage souterrain est un outil intéressant pour déléguer à l'opérateur de stockage la gestion opérationnelle et sécurité d'un stockage d'hydrogène ainsi que la gestion du foncier associé. Considérant la taille des cavités salines à Etrez (de l'ordre de 6000 tonnes d'H₂ pour chaque cavité), il s'agit aussi d'une solution de flexibilité évolutive, permettant au porteur de projet d'hydrogène d'augmenter les réservations de capacités de stockage selon les disponibilités du stockage et l'évolution de ses besoins.

Le stockage souterrain d'hydrogène offre une capacité d'adaptation stratégique dès l'émergence du marché hydrogène à horizon 2030-2035, qui voit le développement des premiers électrolyseurs de puissance importante. Il accompagnera alors le

¹⁷ [Ineris-200954-2700206-DRS07-OPE4-Réglementation stockage H2 v2.pdf](#)

développement d'une production massive d'hydrogène, mais aussi la décarbonation des consommateurs industriels.

Les analyses dans la suite de l'étude seront donc centrées sur les configurations favorables à un fonctionnement flexible des électrolyseurs dans le cas d'un raccordement au stockage d'Etrez, potentiel de stockage salin le plus important de France et situé en Auvergne-Rhône-Alpes.

4. Analyse prospective des configurations favorables à un fonctionnement flexible des électrolyseurs en région Auvergne-Rhône-Alpes

4.1. Quatre configurations avec des analyses de sensibilité ont été étudiées

Configuration de référence

La première configuration se distingue par l'absence d'infrastructures de transport d'hydrogène. Elle permet d'analyser le fonctionnement de l'écosystème en amont de la mise en service de la dorsale HYFEN ou de la connexion au site de stockage d'Etrez pour les projets d'électrolyse. Cette configuration joue le rôle de scénario de référence, en offrant une base d'évaluation du coût de production d'hydrogène en fonctionnement continu, entièrement dédié à un consommateur local. Dans la suite du rapport, cette configuration sera désignée sous l'appellation « Configuration de référence ».

Infrastructure dédiée non mutualisée

La deuxième configuration correspond à un environnement non mutualisé, dans lequel un producteur type cherche à flexibiliser sa production afin de tirer parti des opportunités d'arbitrage sur les prix de l'électricité, en amont de la mise en service de la dorsale HYFEN. Elle repose sur le raccordement direct d'un projet de production d'hydrogène électrolytique au site de stockage d'Etrez via une canalisation dédiée, sans mutualisation des infrastructures. Cette configuration permet d'évaluer les gains économiques liés à la flexibilité de la production, en comparaison avec la configuration de référence, et d'identifier les seuils critiques en matière de taille de projet et de distance au stockage.

Pour illustrer cette configuration, une première analyse est menée sur un producteur type situé dans la Vallée de la Chimie, disposant d'une capacité électrolytique de 200 MW, en cohérence avec les projets identifiés dans la région. Ce cas d'étude permet d'examiner les bénéfices économiques de la flexibilité sur les différentes composantes du coût, à travers deux variables clés :

- la distance au stockage
- le volume à stocker

Les résultats obtenus sont ensuite généralisés. Ce cas d'étude sera désigné dans la suite du rapport sous l'appellation « **Infrastructure dédiée non mutualisée** ».

Infrastructure mutualisée de manière régionale

La troisième configuration explore la mutualisation régionale des projets de production d'hydrogène électrolytique en vue d'un raccordement au site de stockage d'Étrez. Elle permet d'évaluer non seulement les bénéfices liés à la flexibilité de la production sur le coût de la molécule d'hydrogène, mais également l'intérêt d'une infrastructure commune de transport et de stockage pour plusieurs projets situés dans une même zone géographique, sans intégrer la dorsale nationale HYFEN. Le projet type utilisé dans la configuration précédente est repris ici pour illustrer cette approche. Ce cas d'étude sera désigné dans la suite du rapport sous l'appellation « Infrastructure mutualisée de manière régionale ».

Infrastructure mutualisée de manière régionale et nationale

La quatrième configuration reprend les principes de la mutualisation régionale décrits précédemment, tout en intégrant cette fois la dorsale nationale HYFEN. Cette prise en compte permet d'évaluer les économies d'échelle potentielles liées à une infrastructure de transport et de stockage à l'échelle nationale. Ce cas d'étude sera désigné dans la suite du rapport sous l'appellation « Infrastructure mutualisée de manière régionale et nationale ».

Les diverses configurations peuvent être résumées par le schéma suivant :

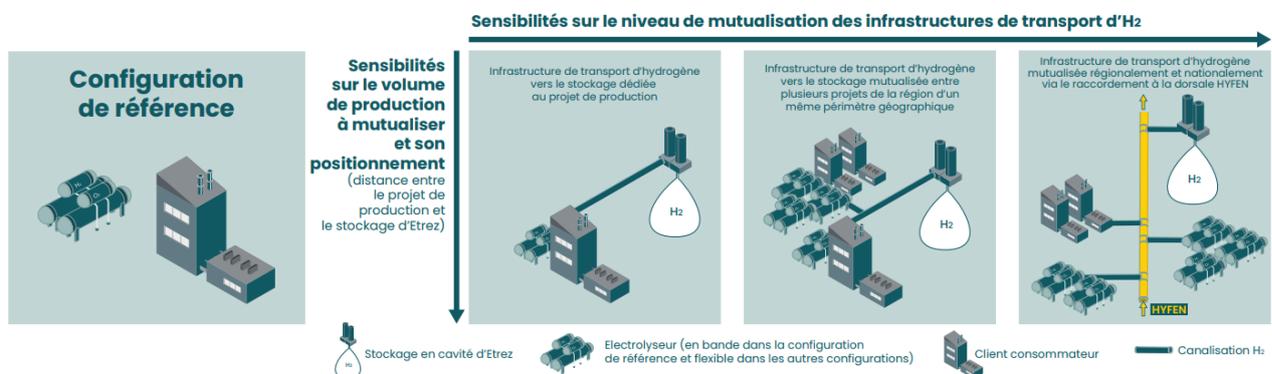


Figure 14 : Les différentes configurations analysées

4.2. Résultats

Comparaison entre production en bande et production flexible

À titre d'exemple, considérons une configuration de référence avec un projet de production d'hydrogène par électrolyse de 100 MW en fonctionnement continu, visant à produire 17 kt d'H₂, situé à 100 km du site de stockage d'Étrez. Comme l'illustre le graphique ci-dessous, l'introduction de flexibilité dans la production permet de réduire significativement le coût de l'approvisionnement en électricité, rendant ainsi l'hydrogène plus compétitif. Cette optimisation est rendue possible par la mise en

place d'infrastructures de transport et de stockage d'hydrogène, qui permettent de valoriser la flexibilité sans que les coûts associés à ces infrastructures ne viennent annuler les économies réalisées sur l'électricité.

En passant d'une production en bande (configuration de référence) à une production flexible avec un facteur de charge de 50 % — soit 200 MW installés pour produire le même volume de 17 kt — dans une configuration « Infrastructure dédiée non mutualisée », le producteur peut réaliser une économie de l'ordre de 3 % sur l'ensemble des composantes du coût complet de l'hydrogène. Ce résultat est naturellement dépendant des hypothèses économiques détaillées au chapitre 2.4.

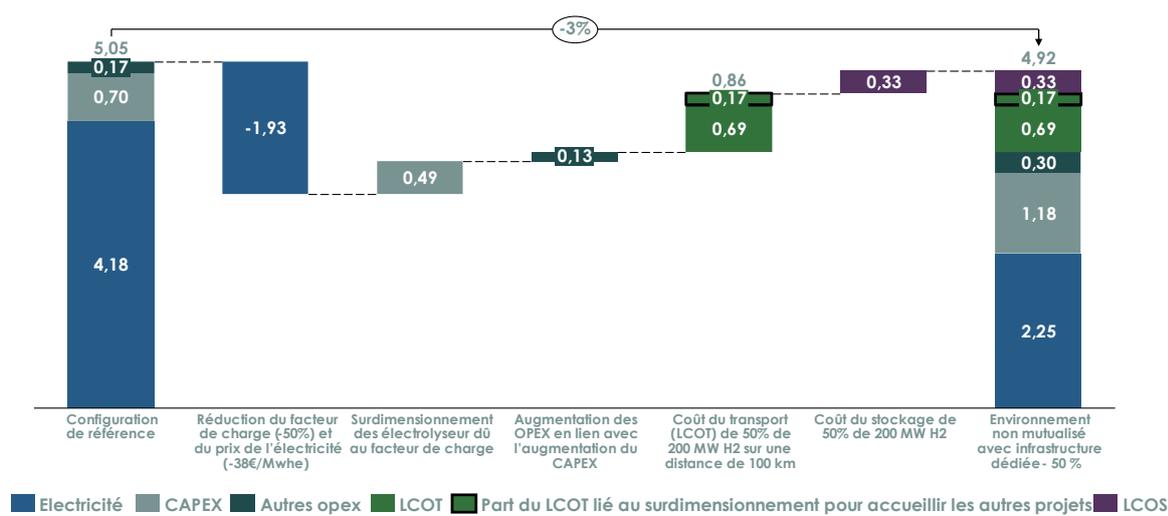


Figure 15 : Variation du coût complet de l'hydrogène (€/kg H₂) dans le cas d'une production flexible (facteur de charge : 50 %) et d'un projet dans la Vallée de la Chimie (100 km)

Impact du dimensionnement prospectif des infrastructures

Comme évoqué précédemment, les bénéfices économiques dans ce cas d'étude pourraient augmenter de 3 % à 6 % du coût total de l'hydrogène, si l'infrastructure de transport est dimensionnée sans tenir compte de la montée en charge progressive de la filière. Ce dimensionnement prospectif des canalisations a été conçu pour intégrer les puissances maximales envisagées dans les scénarios futurs. Ainsi, même pour des projets de faible puissance, les infrastructures sont calibrées pour répondre aux besoins des configurations les plus ambitieuses en matière de mutualisation.

Ce choix entraîne un coût unitaire de transport élevé pour les petites puissances, en raison du surdimensionnement. Toutefois, cette approche permet d'anticiper les futurs raccordements et s'inscrit dans une logique économique durable : elle favorise les économies d'échelle et évite la mise en œuvre ultérieure de canalisations parallèles, potentiellement coûteuses.

Il convient néanmoins de noter que cette méthode surestime les coûts de transport pour les projets de faible puissance, qui pourraient être techniquement desservis par des canalisations de plus petit diamètre, à moindre coût. Les résultats présentés ici,

notamment pour les petites puissances, doivent donc être considérés comme conservateurs et pourraient, dans les faits, s'avérer plus favorables.

Généralisation de l'analyse – configuration « Infrastructure dédiée non mutualisée » et « Infrastructure mutualisée à l'échelle régionale »

Les bénéfices identifiés dans le cadre de la configuration « Infrastructure dédiée non mutualisée » peuvent être étendus en faisant varier deux paramètres clés :

- la distance entre le site de production d'hydrogène par électrolyse et le stockage souterrain mutualisé ;
- le volume de production, influant sur le degré de mutualisation des infrastructures de transport et de stockage.

Les iso-distances utilisées pour les différentes courbes sont définies en fonction des zones dynamiques identifiées dans la région Auvergne-Rhône-Alpes :

- Vallée de la Chimie : 100 km du stockage d'Étrez
- Plateforme des Roches-Roussillon : 170 km
- Zone autour de Ugine : 200 km

La taille des projets (ou groupements de projets) analysés varie de 75 MW à 1000 MW, cette dernière valeur correspondant à la puissance maximale estimée à partir du volume prospectif régional de 152 kt/an, en considérant une production en bande équivalente à 920 MW.

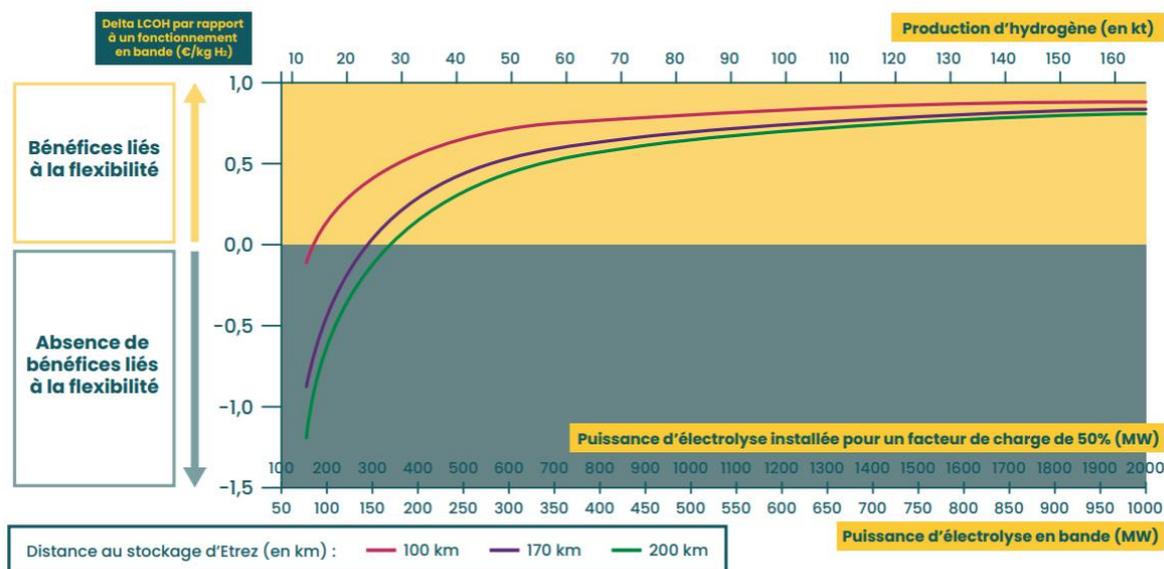


Figure 16 : Différentiel de coût complet de l'hydrogène dans le cas d'une production flexible (facteur de charge : 50 %) par rapport à un fonctionnement en bande (facteur de charge=94%) en fonction des distances au stockage d'Étrez et du niveau de mutualisation régionale des projets (taille des projets)

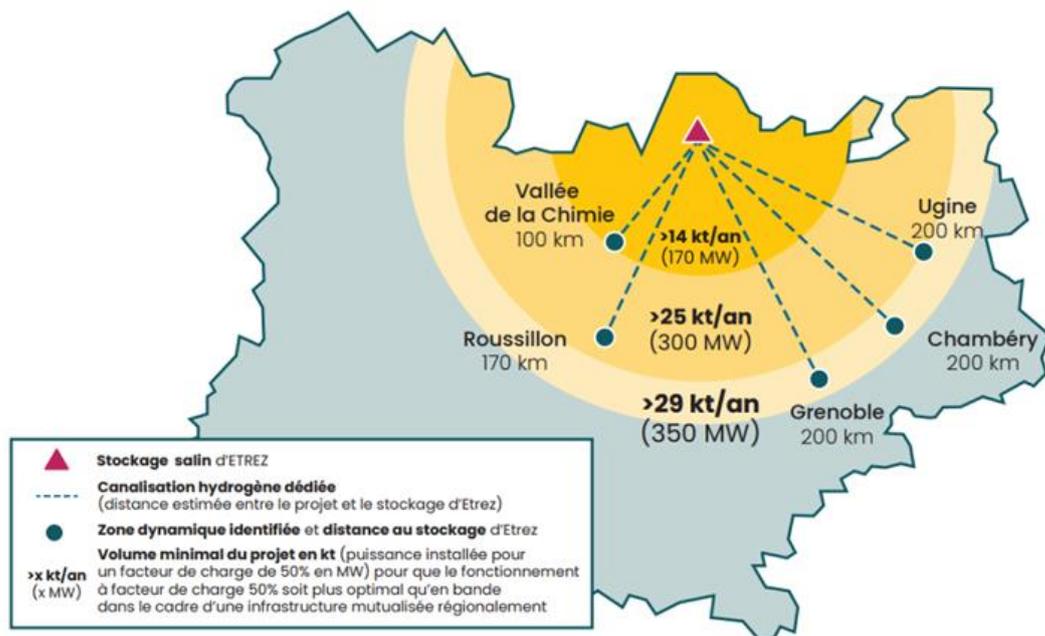


Figure 17 : Taille du projet de production électrolytique à partir de laquelle un fonctionnement flexible (facteur de charge 50%) est économiquement pertinent en fonction de la distance au stockage d'Etrez et dans le cadre des hypothèses de l'étude

La flexibilité de la production d'hydrogène par électrolyse, avec un facteur de charge de 50 %, permet de générer une économie d'au moins 10 % environ par rapport à la configuration de référence, soit près de 0,50 €/kg d'hydrogène, dès lors que la puissance installée atteint 350 MW (équivalente à 175 MW en bande pour une production de 29 kt d'H₂), pour un projet situé à 100 km du stockage d'Etrez.

À titre d'exemple, un projet de 250 MW en bande peut bénéficier d'une économie comprise entre 0,31 €/kg H₂ (à 200 km du stockage) et 0,65 €/kg H₂ (à 100 km). Autrement dit, un projet localisé à 170 km d'Etrez présente un intérêt économique à opérer de manière flexible dès que sa puissance en bande dépasse 150 MW (soit 300 MW installés pour un facteur de charge moyen annuel de 50%).

Pour capter au moins 50 % du gain maximal lié à la flexibilité, les projets doivent atteindre une puissance comprise entre 155 et 310 MW en bande (soit entre 310 et 620 MW installés pour un facteur de charge moyen annuel de 50%), selon leur localisation. Compte tenu des puissances envisagées pour les futures installations en Auvergne-Rhône-Alpes, il apparaît pertinent de mutualiser les infrastructures à l'échelle régionale afin de maximiser les bénéfices économiques liés à la flexibilité.

Ces estimations reposent sur les hypothèses détaillées en section 2.4.

Effet de la mutualisation régionale sur les gains liés à la flexibilité - Exemple de la Vallée de la Chimie

En reprenant le projet type précédemment analysé, l'ajout d'un second projet de 150 MW situé à la même distance de 100 km du stockage d'Etrez permet de

mutualiser l'infrastructure de transport d'hydrogène. Cette mutualisation génère des économies d'échelle sur le coût de transport, ce qui augmente significativement le gain lié à la flexibilité. Dans le cadre des hypothèses retenues, cette optimisation permet de passer d'une économie de 3 % à 10 % par rapport à la configuration de référence, soit un gain supplémentaire de 0,37 €/kg H₂.

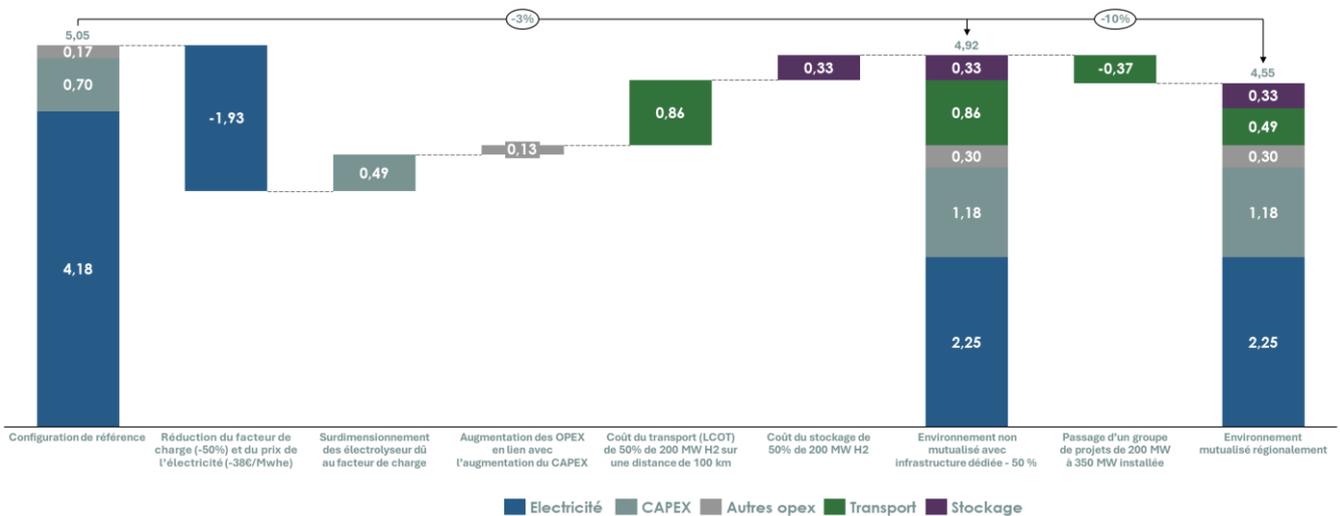


Figure 18 : Variation du coût de revient de l'hydrogène (€/kg H₂) dans le cas d'une production flexible (facteur de charge : 50 %) et d'une mutualisation régionale des projets dans la Vallée de la Chimie (100 km)

Renforcement des gains par la mutualisation nationale via HYFEN

Les économies générées par la flexibilité de la production d'hydrogène peuvent être amplifiées par une mutualisation à plus grande échelle, notamment en raccordant les projets à la dorsale nationale HYFEN, dont le tracé envisagé traverse la région Auvergne-Rhône-Alpes. Ce raccordement permet non seulement de mutualiser les coûts sur un volume interrégional voire international, mais aussi de réduire les distances de raccordement par rapport à celles nécessaires pour atteindre le stockage d'Etrez.

Le graphique ci-dessous reprend les distances évoquées précédemment (en pointillés) et les complète avec des courbes de gains à iso-distance de raccordement. Il est important de noter qu'une même distance peut correspondre à plusieurs zones dynamiques de la région.

Comparé à une mutualisation régionale, cette configuration permet de revoir à la baisse les puissances minimales nécessaires localement pour que la flexibilité soit économiquement pertinente. Le gain lié à la flexibilité devient donc plus significatif.

Par exemple, pour un projet situé dans la Vallée de la Chimie, le choix d'un raccordement à HYFEN plutôt qu'à une infrastructure dédiée rejoignant Etrez permet d'économiser jusqu'à 0,50 €/kg H₂ supplémentaires, pour une production de 17 kt (soit 200 MW installés).

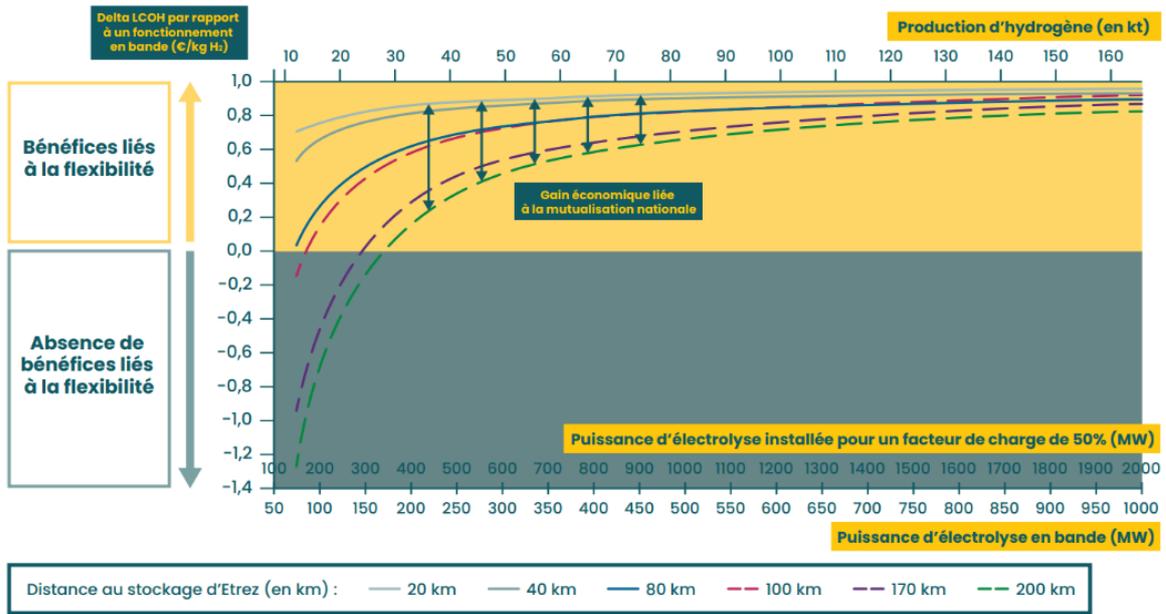


Figure 19 : Différentiel de coût complet de l'hydrogène dans le cas d'une production flexible (facteur de charge : 50 %) par rapport à un fonctionnement en bande (facteur de charge=94%) en fonction des distances des projets de production au stockage d'Etrez et du niveau de mutualisation des projet :

- infrastructure de transport d'hydrogène dédiée (comparaison de la configuration « infras dédiées et non mutualisées » ou « infras mutualisées de manière régionale » avec le cas de référence, traits pointillés)
- raccordement à la dorsale Hy-Fen (comparaison de la configuration « infras mutualisées à l'échelle régionale et nationale » avec le cas de référence, traits pleins)

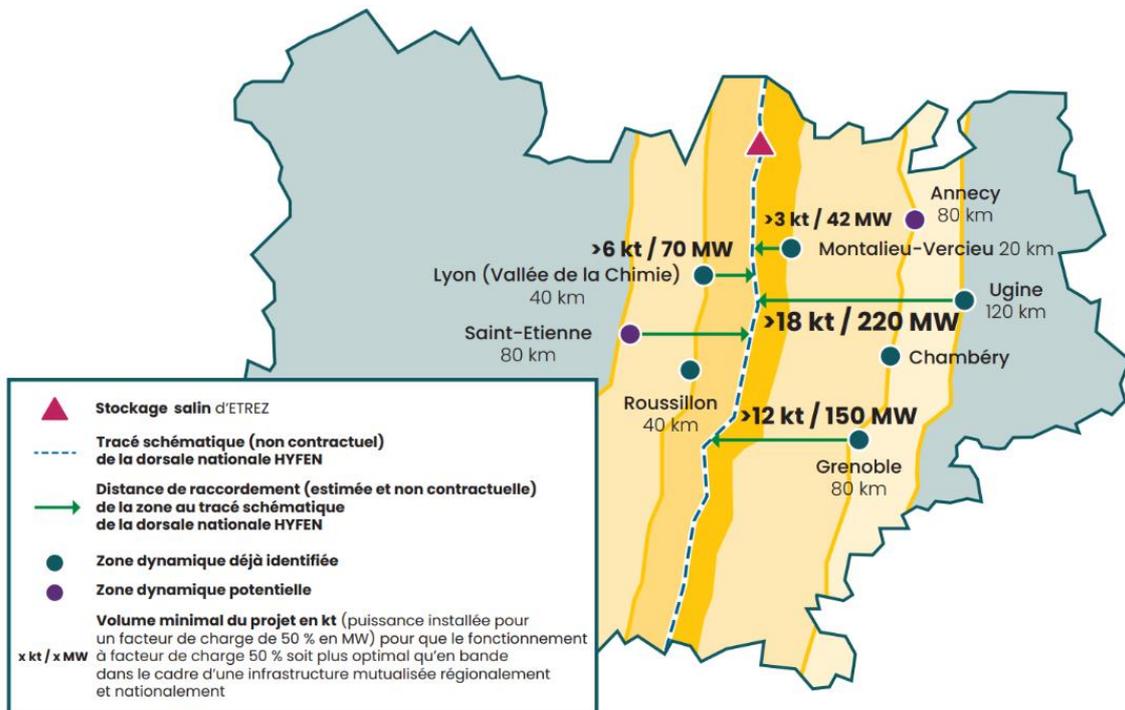


Figure 20 : Taille du projet de production électrolytique à partir de laquelle un fonctionnement flexible (facteur de charge 50%) est économiquement pertinent en fonction de la distance au stockage d'Etre et dans le cadre d'hypothèses de l'étude

En reprenant l'exemple d'un projet de 200 MW installé dans la Vallée de la Chimie, la mutualisation régionale (avec l'ajout d'un projet de 150 MW) permettait déjà de réduire le coût de revient de 0,37 €/kg H₂. L'utilisation de la dorsale nationale ajoute une économie supplémentaire de 0,27 €/kg H₂, portant le gain total à 15 % par rapport à la configuration de référence — soit 5 points de plus que dans le cadre régional. Cela renforce l'intérêt économique d'une production flexible d'hydrogène, particulièrement dans une logique de mutualisation nationale.

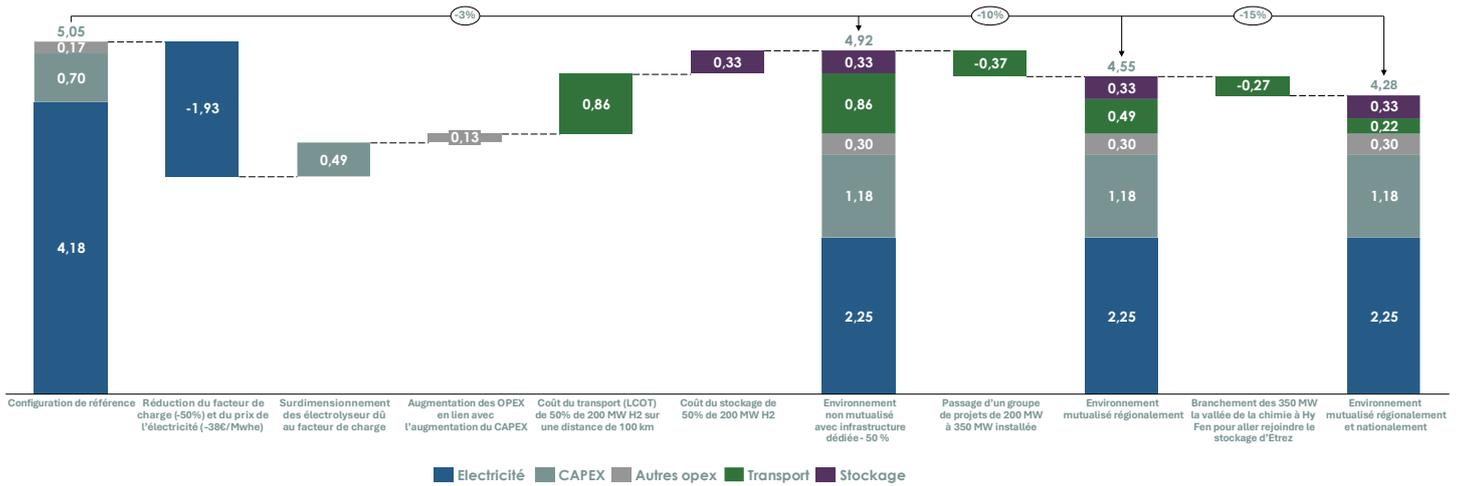


Figure 21 : Variation du coût de revient de l'hydrogène (€/kg H₂) dans le cas d'une production flexible (facteur de charge : 50 %) et d'une mutualisation régionale et nationale des projets dans la Vallée de la Chimie (100 km)

5. Conclusion générale de l'étude

Il existe aujourd'hui un consensus sur le fait qu'une planification intégrée des infrastructures du système énergétique permet de générer des économies substantielles. Les précédents travaux menés à l'interface entre les systèmes électrique et hydrogène (en particulier la précédente étude conjointe RTE-Natran¹⁸) ont notamment mis en évidence la **valeur de la flexibilité du système hydrogène pour le système électrique**, en la quantifiant à différents horizons temporels.

Les **analyses conduites à l'échelle de la région Auvergne-Rhône-Alpes apportent des éclairages complémentaires, tant au niveau régional que national**. Elles montrent que les bénéfices associés à la flexibilité du système hydrogène sont d'autant plus significatifs que les infrastructures hydrogène (transport et stockage) sont mutualisées.

Les infrastructures de transport et de stockage d'hydrogène sont un levier technique essentiel à la flexibilité offerte par l'électrolyse au système électrique. **L'étude montre que leur mutualisation permet de renforcer la viabilité économique de la flexibilité.**

Sans cette mutualisation, le coût supporté par chaque projet pourrait devenir prohibitif, freinant les investissements et privant le système énergétique d'une source précieuse de flexibilité.

Ainsi, **une planification coordonnée à l'échelle nationale et territoriale des infrastructures de transport et de stockage en cavité saline est indispensable**. Elle conditionne le déclenchement des investissements nécessaires pour exploiter pleinement le potentiel de l'électrolyse, au **bénéfice de la compétitivité de l'hydrogène français et de la performance du système électrique**.

C'est dans ce contexte de planification énergétique que s'inscrivent les concertations H₂, CO₂, CH₄ actuellement menées par Natran et Teréga, ainsi que cette étude conjointe RTE, Storengy et Natran. Ce besoin de planification des infrastructures est également identifié par les pouvoirs publics dans la Stratégie Nationale Hydrogène comme un enjeu majeur à traiter d'ici 2026. Cette dynamique s'inscrit pleinement dans le cadre du quatrième paquet législatif européen sur le gaz et l'hydrogène, comprenant le règlement (UE) 2024/1789 et la directive (UE) 2024/1788, dont la transposition en droit français devra intervenir d'ici août 2026. **Les exercices précités pourront ainsi utilement alimenter ces travaux de planification.**

¹⁸ [grtgaz_rte_etudeh2.pdf](#)

6. Annexes

6.1. Enseignements croisés des études « système » sur la valeur de la flexibilité des électrolyseurs

Le fonctionnement flexible des électrolyseurs est considéré comme un levier essentiel pour l'intégration des énergies renouvelables dans le système électrique, tout en contribuant à l'optimisation du système énergétique dans son ensemble. Plusieurs travaux récents, détaillés par la suite pour certains, apportent des éléments d'analyse sur les bénéfices systémiques et confirment l'intérêt économique lié à cette flexibilité.

Notamment, l'étude conjointe¹⁹ publiée par NaTran et RTE en 2023 met en évidence le rôle clé que peut jouer la flexibilité des électrolyseurs dans le système énergétique futur, à horizon 2050. Le Bilan prévisionnel de RTE²⁰ de 2023 confirme cet intérêt, en le chiffrant aux horizons 2030 et 2035. Cet intérêt à l'horizon 2030 est aussi confirmé au niveau Européen par une étude²¹ de Gas Infrastructure Europe (GIE).

6.1.1. Etude conjointe RTE-NaTran à l'horizon 2050

NaTran et RTE ont mené une étude conjointe pour évaluer les enjeux liés au développement des infrastructures de stockage et de transport d'hydrogène et les leviers d'optimisation sur le système énergétique global. Les analyses menées, croisant les spécificités des systèmes électriques et gaziers, montrent que la priorité pour la collectivité sera de développer des infrastructures de transport d'hydrogène afin de connecter les bassins de production d'hydrogène aux stockages salins, de manière à permettre aux électrolyseurs de moduler leur consommation d'électricité dans le temps.

Le fonctionnement flexible des électrolyseurs présente des bénéfices importants pour le système électrique et son exploitation :

Réduction des écrêtements de renouvelables,

Réduction de la modulation du nucléaire,

Réduction des capacités de production électrique de pointe.

Le cumul de ces trois bénéfices peut également entraîner une baisse du prix de l'électricité sur les marchés notamment dans des moments où la forte production renouvelable contribue à avoir un excédent de production vis-à-vis de la

¹⁹ Enjeux du développement des infrastructures de stockage et de transport d'hydrogène associés au développement de l'électrolyse et leviers d'optimisation avec le système électrique, RTE, GRTgaz (NaTran), 2023, https://www.natransgroupe.com/sites/default/files/2023-08/grtgaz_rte_etudeh2.pdf

²⁰ Volet Hydrogène, Bilan Prévisionnel 2023, RTE, 2023, <https://assets.rte-france.com/prod/public/2024-07/2024-07-12-chap11-hydrogene.pdf>

²¹ Why European underground hydrogen storage needs should be fulfilled, GIE-Artelys-Frontiers, 2024 - https://www.gie.eu/wp-content/uploads/filr/9697/RPT-EU_Underground_Hydrogen_Storage_Targets-090424-CLEAN.pdf

consommation électrique. Pour toute précision sur les "méthodes attributionnelles" définissant le coût de l'électricité, se référer au Chapitre 11 du Bilan Prévisionnel 2023 de RTE, en page 75 ([BP2023 - Chapitre 11. Volet hydrogène_09.2024.pdf](#))

Le bénéfice net pour la collectivité est estimé à environ 1,5 Md€/an à l'horizon 2050 dans la configuration de référence de l'étude (scénario bas de production d'hydrogène d'environ 35 TWh PCI soit environ 1 Mt/an). L'intérêt économique de développer des infrastructures de stockage et de transport d'hydrogène apparaît globalement robuste aux hypothèses économiques considérées.

En outre, l'étude Natran-RTE de 2023 montre qu'au second ordre, le développement de canalisations de transport d'hydrogène pourrait aussi permettre, dans certaines configurations et au-delà de 2035, d'ouvrir de nouvelles perspectives de localisation des électrolyseurs en découplant les lieux de production et de consommation d'hydrogène électrolytique. A même localisation de consommation d'hydrogène, déplacer la production d'hydrogène électrolytique, et donc la consommation d'électricité en un point donné du réseau, peut conduire à réduire l'occurrence de périodes où les limites du réseau sont atteintes, voire limiter le besoin de renforcer certains axes.

L'enjeu économique identifié est en revanche nettement plus limité que celui associé à la flexibilité des électrolyseurs. L'étude conjointe a souligné le besoin d'effectuer des analyses complémentaires notamment à des échelles plus locales.

FIGURE 1 : Comparaison des coûts complets du système électrique+hydrogène, dans différentes configurations de flexibilité du système hydrogène et de localisation des électrolyseurs (scénario bas, avec une production d'hydrogène par électrolyse de 35 TWh_{PCI}/an soit ~1 Mt/an)

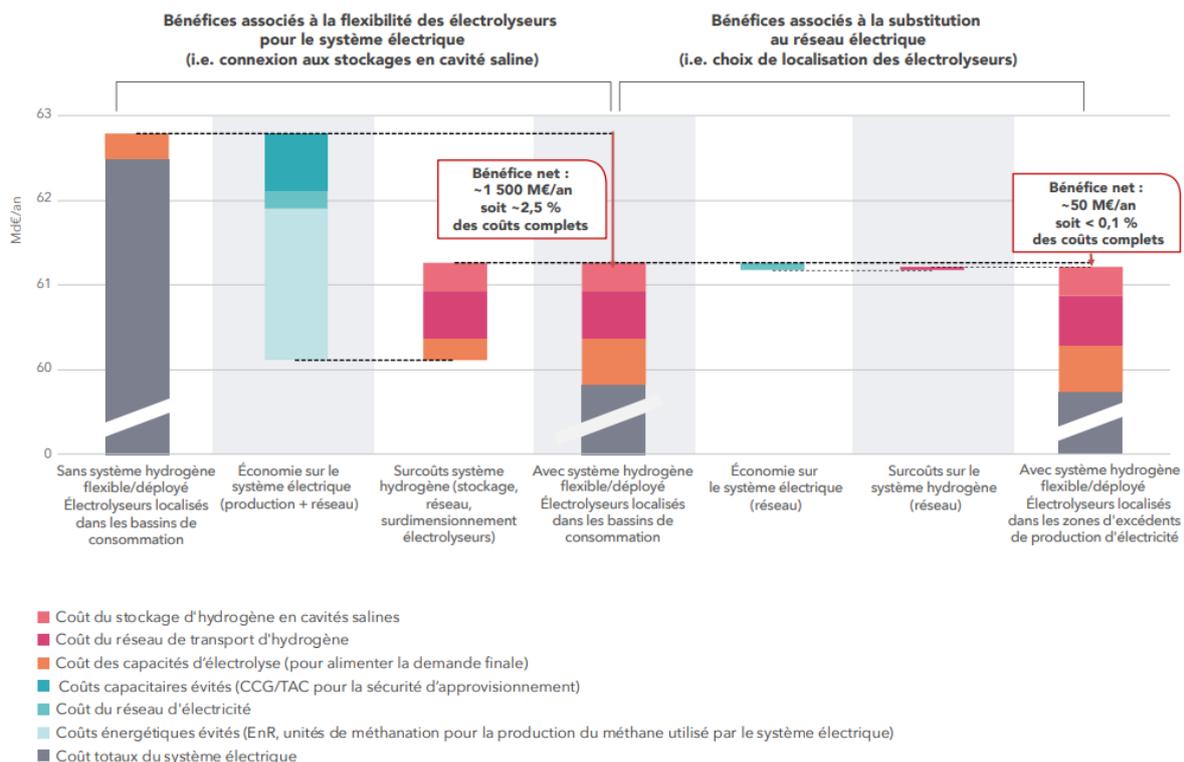
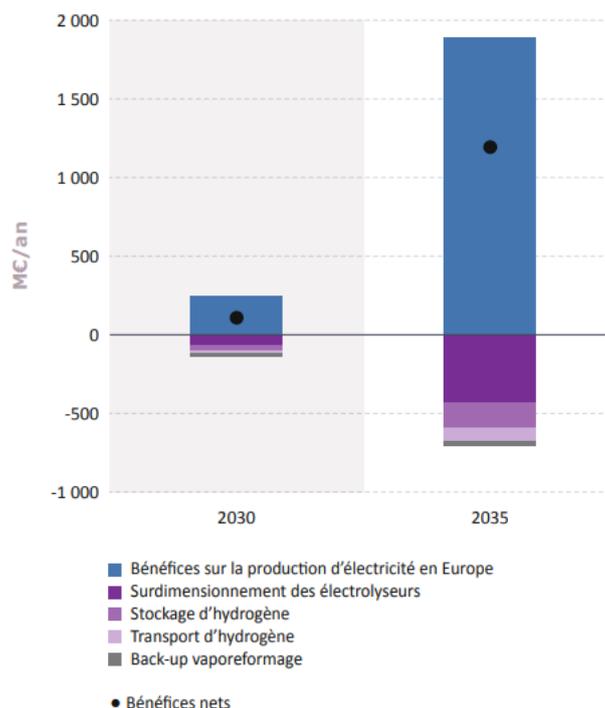


Figure 22 : Analyse des bénéfices liés à la flexibilité (gauche) et au positionnement des électrolyseurs (droite) par RTE et NaTran à l'horizon 2050

6.1.2. Analyses de RTE à l'horizon 2030-2035 de la valeur de la flexibilité des électrolyseurs en France

RTE évalue dans son Bilan Prévisionnel 2023²² les bénéfices associés à cette flexibilité pour le système électrique à des horizons plus proches. Dans sa configuration de référence, la flexibilité des électrolyseurs représente pour le système électrique un enjeu de l'ordre de 300 M€/an à l'horizon 2030 et de 1900 M€/an à horizon 2035. Il s'agit donc d'un levier économique important à tous les horizons de temps. A titre d'illustration, les coûts complets de production d'électricité à long terme (hors réseau) sont projetés à 45Md€/an en 2030 et montent à 50Md€/an en 2035 (source : [BP2023-chapitre9-Economie-systeme-electrique.pdf](#) - figure 9.15).

Figure 11.48 Décomposition des bénéfices et des coûts pour le système liés au fonctionnement flexible des électrolyseurs dans le scénario « A - référence »



²² <https://assets.rte-france.com/prod/public/2024-07/2024-07-12-chap11-hydrogene.pdf> p.109

Figure 9.15 Historique et évolution projetée du coût complet de production de long terme (hors réseau) dans le scénario « A - référence »

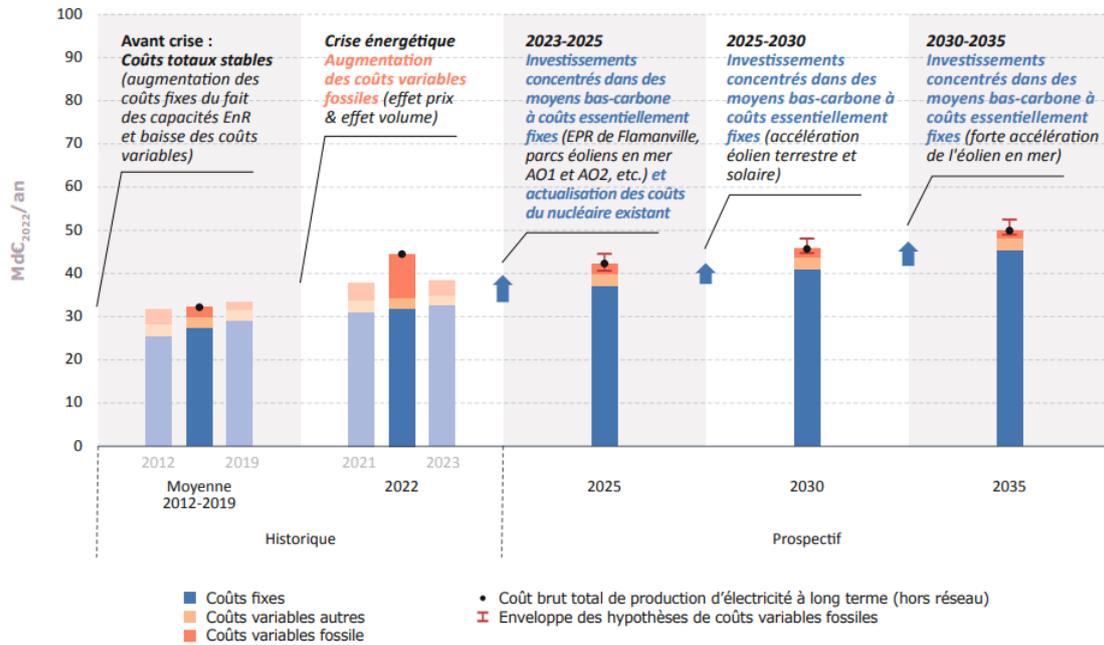


Figure 23 : Analyse des bénéfices pour le système électrique de la flexibilité des électrolyseurs à l'horizon 2030 et 2035 par RTE dans son Bilan Prévisionnel 2023

De plus, la production d'hydrogène sur le territoire français permet des économies sur les imports de combustibles fossiles. L'hydrogène, actuellement produit en France très majoritairement à base de gaz importé, peut jouer un rôle dans ces économies d'importations dès lors qu'il y a une bascule vers l'hydrogène produit par électrolyse. Ceci est valable pour l'ensemble des transferts d'usage d'énergies fossiles vers des usages électriques, le mix électrique français bénéficiant, en effet, d'une empreinte carbone particulièrement faible.

Le bénéfice net apporté au système énergétique par un système hydrogène flexible (transport et stockage d'hydrogène inclus) est ainsi estimé à 100M €/an en 2030 puis à 1,2MD €/an en 2035. La flexibilité de la production d'hydrogène par électrolyse pourrait donc déjà apporter des bénéfices pour la collectivité dans un futur très proche, sous réserve de développement des leviers nécessaires : maturité opérationnelle de la filière de production et des équipementiers, déploiement des infrastructures électriques et hydrogène et incitations économiques adéquates.

6.1.3. Etude à l'horizon 2030 de la valeur du stockage hydrogène à l'échelle européenne (Gas Infrastructure Europe, GIE)

Selon une étude de GIE-Artelys-Frontier Economics de 2024²³, un système énergétique Européen intégré à l'horizon 2030 bénéficiant de capacités d'électrolyse flexibles, de transport et de stockage d'H₂ permettrait une économie annuelle autour de 2,5 milliards d'euros sur l'ensemble du système énergétique (système électrique et H₂). La flexibilité apportée par la présence de stockages en cavités permet au système global:

Une alternative aux solutions - coûteuses - de stockage d'hydrogène en surface.

D'optimiser les capacités de transport d'H₂ transfrontalières.

De capitaliser sur l'excédent de production électrique issu des productions renouvelables tout en maximisant l'utilisation des électrolyseurs (et les capacités de productions associées).

De réduire, à la maille européenne, les coûts de production électrique (i.e. réduction des OPEX grâce à un recours plus limité aux capacités de production thermiques, à une réduction des écarts des renouvelables électriques) estimés à 3,1 Milliards d'économies (à comparer aux 300M€ identifiés par RTE au même horizon mais à l'échelle de la France).

6.1.4. Analyses de la CRE

A moyen ou long terme, le développement d'écosystèmes hydrogène au-delà de leurs zones d'implantations initiales (hubs industriels ou proximité à des ressources de type CO₂ biogénique) pourrait être accéléré par la capacité des infrastructures de transport d'hydrogène à les connecter aux infrastructures de stockage d'hydrogène, mais aussi aux réseaux internationaux. La CRE a identifié dans son **rapport²⁴ sur le cadre de régulation des infrastructures d'hydrogène et de dioxyde de carbone** plusieurs leviers techniques, économiques ou liés au contexte européen favorables à cette évolution.

La CRE souligne aussi les rôles clés de la flexibilité des électrolyseurs et des stockages : la capacité des électrolyseurs à moduler leur production associée à des stockages d'hydrogène permettrait d'adapter la production d'hydrogène à la variabilité des prix de l'électricité : produire lorsque le prix de l'électricité est bas ou s'effacer lors des pointes de consommation électrique. Cette flexibilité

²³ Why European underground hydrogen storage needs should be fulfilled, GIE-Artelys-Frontiers, 2024 - https://www.gie.eu/wp-content/uploads/filr/9697/RPT-EU_Underground_Hydrogen_Storage_Targets-090424-CLEAN.pdf

²⁴ Rapport de la CRE sur le cadre de régulation des infrastructures d'hydrogène et de dioxyde de carbone, CRE, 2024, https://www.cre.fr/fileadmin/Documents/Rapports_et_etudes/2024/Rapport_CRE_regulation_infra_H2_et_CO2.pdf

permettrait de rendre des services au réseau électrique tout en améliorant la compétitivité économique de l'hydrogène produit.

Cependant, la CRE estime aussi qu'il reste des incertitudes sur la capacité des électrolyseurs à varier en amplitude et en vitesse, ainsi que sur l'impact d'un tel fonctionnement sur leur durée de vie. RTE comme NaTran échangent avec la filière hydrogène afin d'identifier les éventuels freins techniques et opérationnels à un tel fonctionnement et en quantifier l'impact économique. Les modalités de fonctionnement des électrolyseurs sont en effet dimensionnantes pour l'évolution du réseau électrique comme pour le développement du réseau hydrogène.

Sur le sujet de l'équilibrage infra-journalier des réseaux d'hydrogène, la CRE soulève le fait que les gestionnaires de ces réseaux n'auront pas, dans un premier temps, des outils physiques suffisants pour remplir cette mission. Avant même la connexion avec des stockages d'hydrogène, il serait nécessaire d'étudier un mécanisme permettant aux gestionnaires de réseaux de modifier la production des électrolyseurs à des fins d'équilibrage. A moyen terme, l'accès à un ou plusieurs stockages deviendrait indispensable pour renforcer cette flexibilité.

6.1.5. Rapport ENTSOe: Market Design and Regulatory framework for Viable and Flexible Hydrogen Production (June 2025) ²⁵

Le rapport de l'**ENTSOe (Réseau européen des gestionnaires de réseau(x) de transport d'électricité) met en avant le rôle de la flexibilité des électrolyseurs dans le système électrique européen**. En adaptant leur consommation aux signaux du marché (prix, services système), les électrolyseurs peuvent contribuer à l'équilibrage du réseau et à la gestion des congestions, tout en valorisant économiquement cette flexibilité.

ENTSOe souligne le potentiel des électrolyseurs à intervenir sur plusieurs segments du marché (FCR, mFRR) et la réduction des congestions. Leur capacité à moduler leur consommation en fonction des prix de l'électricité et des besoins du réseau en fait des outils potentiels pour la réponse à la demande et les marchés de services système. Toutefois, cette participation nécessite des investissements supplémentaires dans des infrastructures de stockage d'hydrogène pour maximiser leur flexibilité et leur impact positif sur le réseau électrique.

Intégrer la participation aux services système en complément des revenus de la vente de la molécule peut améliorer la rentabilité des unités d'électrolyse. En particulier, la participation aux services de tenue en fréquence (FRC, mFRR) montre un potentiel important, avec des scénarios démontrant un gain de profit pouvant atteindre 11,3% grâce à la participation à ces services. Toutefois, ces revenus restent incertains et nécessitent des systèmes de contrôle avancés, ainsi qu'un cadre réglementaire favorable.

²⁵https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/clean-documents/Publications/2025/ENTSO-E_Detailed_Report_on_Market_Design_and_Regulatory_Framework.pdf

L'ENTSO-E recommande de lever les barrières à l'accès aux marchés de flexibilité, en particulier pour les électrolyseurs opérant de manière dynamique. Des contrats régulés, des signaux de localisation ou des critères d'éligibilité modulés pourraient encourager leur implantation dans des zones stratégiques. La co-localisation avec des sources renouvelables permet de réduire les coûts sur le système électrique et les pertes sur le réseau, tandis que la proximité des zones industrielles minimise les coûts logistiques.

Le rapport souligne que pour encourager une exploitation flexible, il est essentiel de mettre en place des **incitations économiques** (revenus issus des services système, stratégies d'achat d'électricité optimisées, etc.) et des **mécanismes de soutien adaptés**.

Le rapport insiste sur la nécessité d'**une planification coordonnée des infrastructures entre les Gestionnaires de Réseaux de Transport (GRT) électriques, de gaz et les opérateurs de réseaux hydrogène afin de maximiser l'efficacité globale du système énergétique**.

Trois phases sont identifiées dans le rapport : la montée en charge jusqu'en 2030, avec un soutien par des aides publiques, et une préparation de la part de GRT pour l'intégration des électrolyseurs aux marchés des services système, en définissant les exigences de raccordement et les méthodologies nécessaires ; la croissance avec une flexibilité accrue ; et la maturité vers 2050, où les modes flexibles et la diversification des revenus via les services système seront essentiels à l'intégration réussie des électrolyseurs avec l'utilisation d'infrastructures et de solution de stockage d'hydrogène.

6.2. Scénarios de consommation et de production d'hydrogène : éléments méthodologiques

La méthode de construction des scénarios de consommation est illustrée dans la figure suivante à l'exemple de la consommation d'hydrogène et de CO₂ pour les e-fuels et de la production d'hydrogène.

Facteurs	Description	Inputs de scénarisation	Exemple d'application (aérien pour la consommation)
Consommation d'énergie	<p>La consommation d'énergie, secteurs par secteurs, est scénarisée via des :</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) Bilans historiques des secteurs 2) Analyses réglementaires 3) Analyses technico-économiques 4) Benchmarks avec d'autres études 	<p>Bilan historique</p> <ul style="list-style-type: none"> • Consommation actuelle de kérosène en France par aéroports • Logistique actuelle de transport/production de kérosène 	
		<p>Réglementation</p> <ul style="list-style-type: none"> • RefuelEU Aviation (2023) : Parts minimales d'incorporation de carburants d'aviation durables (CAD) et de RFNBO de 2025 à 2050 	
Production d'énergie	<p>Exemple pour la production d'H₂, définie selon :</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) Consommation d' H₂ 2) Production SMR 3) Taux d'imports H₂ 4) Niveaux de flexibilité électrolyseurs <p>Production électrolytique H₂ (kt H₂ / an) = Conso H₂ – Production SMR – Imports H₂</p> <p>Puissances électrolyseurs (MW) : selon la production annuelle (kt H₂ / an) et les niveaux de flexibilité</p>	<p>Analyses technico-économiques</p> <ul style="list-style-type: none"> • Coûts de production des carburants • Consommation spécifique d'H₂ et de CO₂ pour la production des bio et e-fuels • Coûts de transport du kérosène (oléoducs, camion, rail et barges) • Localisation des gisements de CO₂ biogéniques • Part importée versus produite en France 	
		<p>Benchmark avec d'autres études</p> <ul style="list-style-type: none"> • Mix de carburants dans l'aérien (ADEME, RTE, feuille de route) • Evolution du trafic aérien et de l'efficacité énergétique • Production des e-fuels en France en 2030 et 2035 selon RTE 	
		<p>Benchmark avec d'autres études</p> <ul style="list-style-type: none"> • Mix de carburants dans l'aérien (ADEME, RTE, feuille de route) • Evolution du trafic aérien et de l'efficacité énergétique • Production des e-fuels en France en 2030 et 2035 selon RTE 	
		<p>Consommation H₂</p> <ul style="list-style-type: none"> • Définie secteur par secteur comme expliquée ci-dessus 	
		<p>Production SMR</p> <ul style="list-style-type: none"> • Scénarios bottom-up, selon usage, date de construction et annonces publiques en cohérence avec le narratif propre à chaque scénario 	
		<p>Imports H₂</p> <ul style="list-style-type: none"> • Définis en cohérence avec le narratif de chaque scénario. 	
		<p>Niveau de flexibilité des électrolyseurs</p> <ul style="list-style-type: none"> • Analyse des scénarios RTE (BP 2035) • Retours industriels • Organisation d'un atelier dédié à la flexibilité des électrolyseurs dans le cadre de cette concertation 	

La méthode de régionalisation des scénarios de consommation est détaillée dans le tableau suivant :

La consommation d'H₂ a été régionalisée par scénarios et par secteurs

Catégories	Secteurs	Méthodologie de régionalisation
Transport	Aérien	<p>Scénarios de localisation des futures usines de production des eSAF selon :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Gisements de CO₂ biogéniques • Infrastructures de transport de kérosène (oléoducs, dépôts pétroliers, transport ferroviaire) • Projets annoncés de e-SAF • Aéroports fortement consommateurs
	Maritime	<p>Scénarios de localisation des futures usines de production de carburants durables selon :</p> <ul style="list-style-type: none"> • E-méthanol : <ul style="list-style-type: none"> • Gisements de CO₂ biogéniques • Infrastructure de transport de méthanol (fret ferroviaire) • Projets annoncés de production de -méthanol et pôles de consommation • E-ammoniac : selon usines actuelles d'ammoniac [dans le secteur « ammoniac »] • E-méthane : selon la régionalisation de la prod. de biométhane par méthanisation en supposant qu'une grande partie de la prod. d'e-CH₄ est issue de méthaniseurs équipés de méthanation (et de capture de CO₂ et d'électrolyseurs)
	Transport routier	<ul style="list-style-type: none"> • Distribution des véhicules par départements selon leur plaque d'immatriculation
	Ferroviaire	<ul style="list-style-type: none"> • Répartition régionale du flux de passagers en trains (en voyageurs.km/an)
Industrie	Acier (DRI)	<ul style="list-style-type: none"> • Futures usines de DRI (Dunkerque et Fos-sur-Mer)
	Raffineries	<ul style="list-style-type: none"> • Localisation des raffineries actuelles (6 sites) et des bioraffineries annoncées (La Mède, Grandpuits, Donges)
	Chaleur industrielle	<ul style="list-style-type: none"> • Selon la répartition régionale des sites industriels des verriers (en nombre de sites par région) et de céramique, briques et tuiles (en nombre d'employés du secteur par région)
	Ammoniac	<ul style="list-style-type: none"> • Localisation des usines actuelles d'ammoniac (4 sites) ainsi que la prise en compte selon les scénarios du projet Fertighy de production d'engrais bas-carbone dans les Hauts-de-France
	Chimie - e-méthanol	<ul style="list-style-type: none"> • Scénarios de localisation des futures usines d'eméthanol communs avec le secteur maritime
Chimie - autres	<ul style="list-style-type: none"> • Selon le nombre de plateformes chimiques par régions (à affiner à l'avenir) 	

6.3. Annexes : État des lieux des projets à mai 2025

Producteur/Consommateur	Volume ou puissance public/non Public	Projets identifiés	Horizon
Consommateur	Public	Symbio	2024
		Seqens Adisseo	2024
		EM-Rhône H2	2030
	Non public	Aéroport de Lyon	2030
		HYmpulsion	2030
		Ugitech	2035
		Vicat	2035
Producteur	Public	Symbio	2024
		Air Liquide Roussillon	2024
		HyDom	2030
		EM-Rhône H2	2030
		Lhyfe Le Cheylas	2030
		Arkema Hy'drion	2035
		H2V Saint Clair du Rhône	2035
	Non public	OH2 CNR/Vensolair	2030
		HynoVi	2035
		Lhyfe Ugine	2035

6.4. Annexes : tableau de conversion des unités hydrogène

kgH2	kWh PCS	PCI kWh	PCS kWh	Nm3
1	39	33,33	39,41	11,10140845

PCI : Pouvoir Calorique Inférieur

PCS : Pouvoir Calorique Supérieur