

Atelier H₂ : Approvisionnement et Continuité d'approvisionnement en hydrogène

Important : Ce document est diffusé à titre provisoire. Il constitue une base de travail susceptible d'évoluer au fil de l'avancement de la démarche de concertation. Les contenus présentés pourront être ajustés, complétés ou précisés en fonction des contributions, remarques et propositions formulées par les parties prenantes tout au long du processus.

Sommaire

1.	Rappel du cadre et des objectifs du sous-groupe de travail sur l'approvisionnement en hydrogène et sa continuité d'approvisionnement	1
2.	Les schémas de flux (imports, échanges, transits)	2
2.1.	Rappel des hypothèses prises dans les scénarios soumis à consultation	2
2.2.	Les différentes sources d'approvisionnements analysées - coûts et volumes	5
3.	Les solutions préférentielles pour assurer la continuité d'approvisionnement	10
4.	Le marché naissant de l'hydrogène.....	12

1. Rappel du cadre et des objectifs du sous-groupe de travail sur l'approvisionnement en hydrogène et sa continuité d'approvisionnement

NaTran et Teréga ont lancé le 4 avril 2025 les « Concertations H₂, CO₂ et CH₄ : Perspectives d'avenir » à destination de toutes les parties prenantes et acteurs des marchés de l'hydrogène (H₂), du dioxyde de carbone (CO₂) et du méthane (CH₄).

Cette démarche doit permettre de renforcer la vision commune des deux opérateurs français quant aux besoins de transport à l'horizon 2035, mais aussi d'animer l'écosystème en apportant de la visibilité à moyen et long terme sur les infrastructures de transport CH₄, H₂, et CO₂ des clients actuels et futurs, et enfin de concerter certaines hypothèses dans le but, notamment, d'alimenter les Plans Décennaux de Développement (PDD).

Afin de remplir ces objectifs, trois ateliers thématiques sont organisés les 13 mai et 3 juin prochains. La consultation des experts des différents sujets de manière plus approfondie devra permettre de consolider le cadre d'hypothèses dans son détail mais aussi de discuter des outils et méthodes que NaTran et Teréga comptent mettre en œuvre pour les différentes analyses à mener.

Dans un marché hydrogène encore en structuration, où les infrastructures sont limitées, les usages encore émergents, la capacité à sécuriser l'approvisionnement pour les consommateurs, tout en permettant de bénéficier des économies liées à l'optimisation du système énergétique global, est un objectif clé pour l'ensemble de l'écosystème H₂.

Dans le **cadre de l'atelier dédié à l'hydrogène**, NaTran et Teréga proposent un **sous-groupe de travail sur l'approvisionnement en hydrogène et la continuité d'approvisionnement** avec pour **objectifs** :

- **Explorer la pertinence et compétitivité des différentes sources d'approvisionnements** et leurs prises en compte dans nos analyses (parts dans nos scénarios)
- **Comprendre la dynamique des flux français d'hydrogène** et construire un schéma d'approvisionnement cohérent avec nos storylines
- **Discuter le rôle des réseaux et des stockages H₂** dans la garantie de la continuité d'approvisionnement
- **Evaluer la compétitivité apportée par l'utilisation des infrastructures hydrogène** (les infrastructures au service de la liquidité du marché)

Cette note présente et soumet à concertation les différentes hypothèses d'imports et de transits qui seront considérées dans les simulations des flux d'hydrogène en France et en Europe. Une dernière partie permet d'alimenter la réflexion sur la structuration du marché naissant de l'hydrogène pour favoriser l'augmentation graduelle de la liquidité du marché.

2. Les schémas de flux (imports, échanges, transits)

2.1. Rappel des hypothèses prises dans les scénarios soumis à consultation

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 soumis à consultation et des retours des parties prenantes.

Le scénario PP reprend les chiffres des documents de consultation de la PPE-3 dans sa version la plus récente, tandis que le scénario A envisage un rôle de l'hydrogène plus important dans la décarbonation des usages et un démarrage de la production par électrolyse plus rapide. Cette production est à 72% électrolytique en 2030 et à 91% en 2035.

Dans le scénario B, la transition énergétique est retardée d'environ 5 ans. La production par électrolyse prend plus de temps à se développer, tant en termes de capacité installée qu'en termes de niveau de flexibilité. Les filières de production d'H₂ par biomasse émergent peu et la production par vaporeformage de méthane reste conséquente.¹

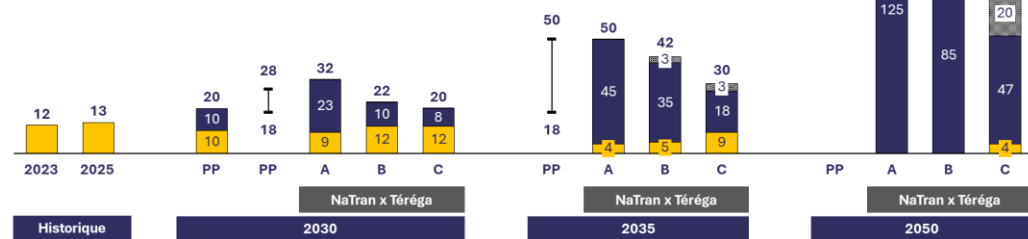
Étant donné les ambitions de la France en matière de souveraineté énergétique nationale, **uniquement deux des quatre scénarios présentés considèrent partir de 2035 une part d'H₂ importée pour couvrir ses besoins nationaux** (en 2050, cette part pourrait varier entre 15% et 28%). Attention, cette part d'import d'H₂ « direct » s'ajoute aux hypothèses d'imports de produits dérivés tels que les carburants durables traités plus loin dans cette note.

Les scénarios de production proposent un spectre varié concernant les modalités de production d'hydrogène

APPROVISIONNEMENT EN HYDROGÈNE DE LA FRANCE
[2023-2050], TWh PCI H₂ / an

Vaporéformage de méthane Electrolyse Biosourcée Imports d'H₂
Max Min Intervalle électrolyse PPE

- Essor de la production électrolytique : La production d'H₂ par électrolyse pourrait augmenter rapidement entre aujourd'hui et 2050 en répondant à la hausse de la consommation française d'H₂ bas-carbone et en remplaçant progressivement les vaporeformeurs de méthane (notamment dans les secteurs raffineries et engrais)
- Imports d'H₂ : A moyen et long-terme, des imports d'H₂ plus ou moins importants sont envisagés pour répondre à la demande française d'H₂



1) PPE : Selon document écrit de la PPE, production envisagée d'H₂ ELY de 9 à 19 TWh H₂ PCI / an en 2030 et 16 à 40 TWh PCI / an en 2035. 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 cons. d'H₂ de la PPE pourrait s'élever à 18-28 TWh H₂ PCI / an en 2030 et 18 à 50 TWh H₂ PCI / an en 2035 (max : 40 ELY + 10 SMR en 2035, min comme PPE 2030). Pour comparer au même périmètre, les 1 TWh H₂ PCI / an vus par PPE pour la production de gaz synthétique ont été retirés car cette cons. fera l'objet d'une étude plus approfondie par NaTran et Téréga

La méthodologie de construction des scénarios de consommation et de production d'énergies repose sur plusieurs inputs (bilans à date, réglementaires, technico-économiques, benchmarks)

Facteurs	Description	Éléments	Exemple d'application (aérien pour la consommation)
Consommation d'H ₂	La consommation d'énergie, secteurs par secteurs, est scénarisée via des :	Bilan historique	• Consommation actuelle de kérosène en France par aéroports
		Réglementation	• Logistique actuelle de transport/production de kérosène
		Analyses technico-économiques	• RefuelEU Aviation (2023) : Parts minimales d'incorporation de carburants d'aviation durables (CAD) et de RFNBO de 2025 à 2050
		Benchmark avec d'autres études	• Coûts de production des carburants
Production d'H ₂	Exemple pour la production d'H ₂ définie selon :	Consommation H ₂	• Consommation spécifique d'H ₂ et de CO ₂ pour la production des bio et e-fuels
		Production SMR	• Coûts de transport du kérosène (oléoduc, camion, rail et barges)
		Imports H ₂	• Localisation des gisements de CO ₂ biogéniques
		Niveau de flexibilité des électrolyseurs	• Part importée versus produite en France

¹ Pour plus de détail sur l'ensemble des scénarios concernant les vecteurs H₂, CO₂ et CH₄ voir la Note scenarios, [concertations-ch4-h2-co2-note-scenarios.pdf](#)

1. Le spectre couvert par les scénarios de production d'hydrogène vous paraît-il pertinent ? Sinon, quelles variantes et/ou sensibilités souhaiteriez-vous voir étudiées en complément ? Quelles incertitudes en particulier vous paraissent nécessiter des variantes ?
2. Les volumes retenus pour la production par vaporeformage de méthane vous paraissent-ils pertinents ?
3. Les volumes retenus pour la production d'hydrogène biosourcée dans les scénarios sont marginaux. Ces volumes vous paraissent-ils pertinents ou sont-ils sous-évalués ? Disposez-vous d'éléments pour alimenter la scénarisation de ces volumes ?

Dans un scénario A où les efforts de décarbonation sont accrus, la France est supposée non seulement satisfaire la demande nationale mais en plus, être une voie de transits : elle pourrait ainsi tenir un rôle important dans la continuité d'approvisionnement européenne en hydrogène (les volumes envisagés seront discutés plus en détail dans la suite de cette note). En effet, plusieurs études, dont certaines mentionnées plus bas mais aussi certaines études METIS de la Commission Européenne placent la France au cœur de la stratégie d'approvisionnement européenne en H₂. Elles affirment l'intérêt de se doter d'une infrastructure en profitant des effets d'échelle partagés avec les producteurs ibériques et les consommateurs allemands d'hydrogène.

La mise en place d'un corridor d'Infrastructures de transport d'Hydrogène tel que celui reliant la péninsule ibérique, la France et l'Allemagne permettrait d'acquérir une place critique au cœur des équilibres transeuropéens d'hydrogène renouvelable et bas carbone, gage d'influence dans les politiques européennes et d'attractivité du marché français comme destination pour l'hydrogène, tout en contribuant aux objectifs de souveraineté stratégique et d'indépendance énergétique de l'UE, avec un hydrogène produit en Europe et contribuant à la diversification des approvisionnements.

Les configurations que nous proposons d'analyser sont synthétisées dans le tableau ci-après. Le transit est uniquement mesuré dans un scénario où la France n'est pas importatrice (scénario A) afin de bien distinguer l'impact des imports et des transits sur les schémas de flux. Nous proposons de tester plusieurs niveaux de transits, discutés dans la partie suivante.

		PP		A		B		C	
		2030	2035	2030	2035	2030	2035	2030	2035
Imports d'H ₂ pour la France	% de la consommation d'hydrogène (TWh H ₂ PCI / an)	0	0	0	0	0	7	0	15
Transits d'H ₂ par la France vers Allemagne/Benelux		Sans transit		Avec et sans transit		Sans transit		Sans transit	

Les volumes définitifs de production et d'imports/de transits ainsi que les flux d'hydrogène associés en France et en Europe résulteront des simulations multi-énergie à l'échelle européenne menées sur la base des scénarios soumis à consultation et des hypothèses

discutées ci-dessus. Les hypothèses européennes seront principalement basées sur le Ten Year Network Development Plan 2024 (TYNDP24), avec des sensibilités ou adaptations éventuelles pour correspondre aux Plans Nationaux Energie Climat (National Energy and Climate Plans - NECP) des différents pays.

4. Les hypothèses prises pour les taux d'imports d'hydrogène hors produits dérivés (traités plus loin) vous paraissent-elles pertinentes ? L'hypothèse sur les ambitions de la France en termes de souveraineté énergétique vous paraît-elle légitime dans le scénario A ? Quelles sensibilités souhaiteriez-vous voir étudiées en complément ?
5. « Le transit est uniquement mesuré dans un scénario où la France n'est pas importatrice afin de bien distinguer l'impact imports et transits sur les schémas de flux ». Un scénario avec transit et imports paraît-il utile ?
6. Disposez-vous d'autres sources ou études, voire de base de données permettant d'affiner les hypothèses européennes ?

2.2. Les différentes sources d'approvisionnements analysées - coûts et volumes

Cette section s'intéresse aux hypothèses de coût et de volumes menant aux propositions de scénarios qui sont soumis à concertation.

Dans un premier temps, l'analyse se concentre sur l'approvisionnement par pipe depuis la péninsule ibérique puis sur des voies alternatives d'imports (pipeline depuis le Nord de l'Europe, importations par voie maritime).

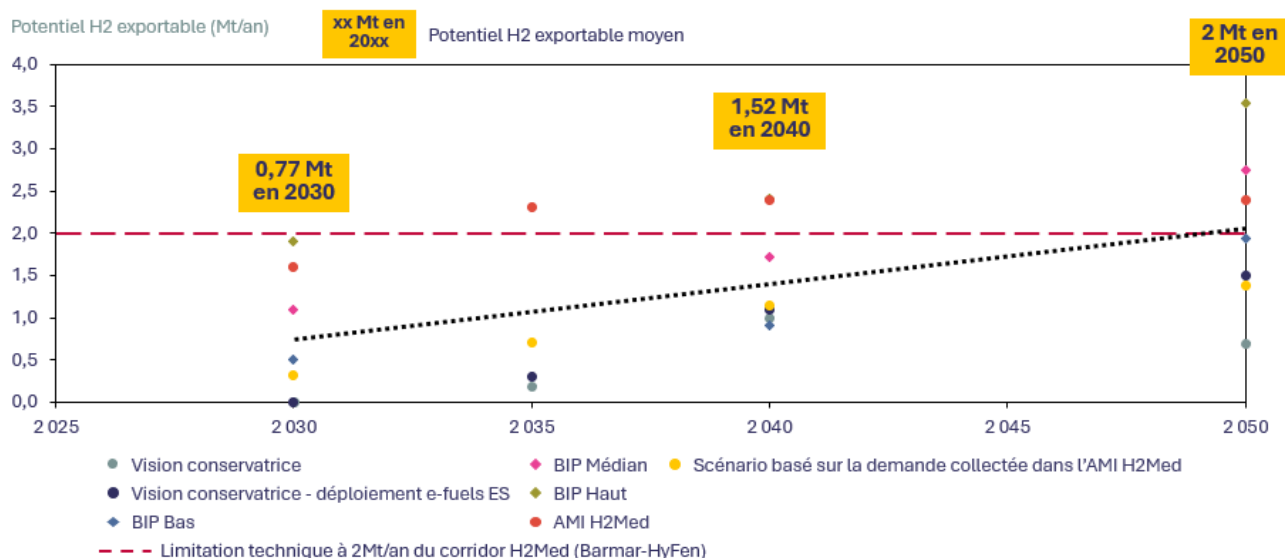
L'approvisionnement par canalisation depuis la péninsule ibérique

Compte tenu des facteurs de charge de production d'électricité renouvelable plus favorables, des économies d'échelles importantes du fait de la taille des parcs, des coûts d'opération et de maintenance plus abordables et d'une administration simplifiée, l'électricité solaire et éolienne de la péninsule ibérique est aujourd'hui 50% moins chère que la française². Au vu de la part importante de la brique électricité dans le coût complet de production de l'hydrogène par électrolyse cet état de fait laisse envisager une production espagnole d'H₂ compétitive.

En termes de volumes disponibles, plusieurs études de potentiels exportables depuis la péninsule ibérique ont été analysés et regroupés dans le graphique ci-dessous.

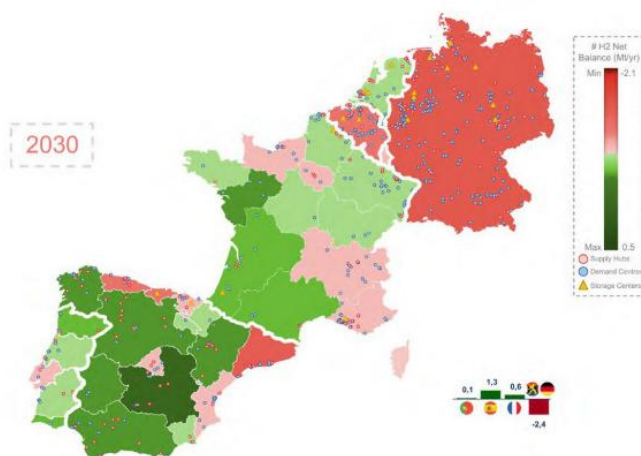
² [E-cube white papers] "Electricity costs with energy transitions: what are the consequences for the competitiveness of the country towards industry?", Février 2024

Benchmark du potentiel d'hydrogène exportable depuis la péninsule ibérique (Mt/an)



Les scénarios faits par BIP³ à la demande de la Commission Européenne ont pour but d'évaluer l'importance du corridor H2Med pour gérer les déséquilibres offre-demande d'Hydrogène de l'Ouest de l'Europe. Cette démonstration passe par l'évaluation des potentiels de production (comme transformation de la totalité du surplus de production électrique espagnol) et de consommation de la péninsule ibérique, de la France et de l'Allemagne. Selon le scénario médian de cette étude, dès 2030, plus de 50% des capacités du projet Barmar (2 Mt) pourraient être utilisées.

Figure 15. Domestic Potential Net Balance of Hydrogen in the Iberian Corridor (Mt/yr)



³ [The renewable hydrogen potential of the Iberian Corridor - Publications Office of the EU](#)

Les scénarios « Vision Conservatrice » (avec une variante plus haute en lien avec un déploiement des e-fuels plus important en Espagne) se basent sur une analyse de la demande et de la production d'H₂ en péninsule ibérique conservatrice afin d'évaluer des bornes basses de la capacité d'export depuis celle-ci et d'établir son évolution entre 2030 et 2050. Elle repose sur une analyse conservatrice du mix électrique ibérique et de sa production hydrogène, une revue des projets et sur des interviews permettant de challenger les hypothèses retenues.

Les scénarios AML H2Med agrègent les résultats de l'appel à manifestation d'intérêt (AMI) lancé par le consortium H2Med. L'AMI H2med qui s'est tenu fin 2024 a enregistré une forte participation sur l'ensemble de son parcours, avec 168 entreprises qui ont partagé 528 projets, dont 54 entreprises et 81 projets en France.

Compte tenu de la dispersion des données de volumes et des différents points de vue adoptés lors de la construction des différents scénarios, nous proposons de tester différents scénarios de transit depuis la péninsule ibérique. La moyenne des scénarios analysés est proposée comme scénario médian de potentiel exportable à considérer dans le reste de nos analyses (ainsi que la prise en compte de la limitation technique du corridor H2Med à 2 Mt/an).

7. Quels scénarios de potentiel exportable depuis la péninsule ibérique vous paraît-il nécessaire de tester ? La prise en compte du potentiel exportable depuis le Maroc à partir de 2040 vous paraît-elle pertinente ? Quelle part du potentiel marocain devrait être prise en compte ? Quelles autres études devraient être prises en compte dans nos analyses et dans les benchmarks ?

L'approvisionnement par d'autres zones géographiques

Etant donné le coût complet de l'hydrogène bleu compétitif annoncé par le Hydrogen Council⁴ et les analyses économiques menées par NaTran, les projets d'H₂ bleu sont aussi dans le scope de nos analyses et auraient pu participer à garantir la continuité d'approvisionnement en Europe. Cependant, compte tenu de l'abandon du projet de canalisation CHE depuis la Mer du Nord vers l'Allemagne, ces volumes n'ont pas été retenus dans le portefeuille de sources d'approvisionnements à l'horizon 2035.

8. Cette hypothèse d'exclusion des volumes d'hydrogène bleu depuis les pays nordiques à la fois pour la France et l'Europe vous paraît-elle pertinente ? Si ce n'est pas le cas, disposez-vous d'éléments pour alimenter la scénarisation de ces volumes ?

⁴ [Global-Hydrogen-Flows-2023-Update.pdf](#), Hydrogen Council, Novembre 2023

Pour les autres importations extra-européennes par canalisation (Afrique du Nord, Ukraine), nous proposons de nous appuyer sur les potentiels en cours de calage dans le cadre du TYNDP 2026.

A date, une vingtaine de projets de terminaux d'imports d'ammoniac et de méthanol ont été remontés au TYNDP 2024, dont trois en état de développement avancé. Les projets d'hydrogène en état de développement avancé sont les projets qui doivent être mis en service au plus tard le 31 décembre 2029 et qui remplissent au moins l'un des critères suivants :

- Le projet est inclus dans la dernière version publiée des plans de développement nationaux des pays concernés ou dans leurs lois nationales.
- Le projet a fait l'objet d'une consultation du marché (y compris les processus non contraignants) qui a donné des résultats positifs.

Dix projets en Europe (incluant un projet en France) sont actuellement labellisés d'intérêt commun (PCI).

Les hypothèses de taux d'imports de produits dérivés de l'H₂ dans les scénarios sont récapitulées ci-après :

Taux d'imports	2030			2035			2050		
	A	B	C	A	B	C	A	B	C
e-CH ₄ maritime	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
e-méthanol maritime	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
e-méthanol chimie	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
e-NH ₃ maritime	10%	30%	80%	10%	30%	80%	10%	30%	80%
e-NH ₃ chimie	37%	47%	47%	35%	45%	47%	32%	44%	46%
e-kérosène	0%	0%	0%	0%	0%	0%	41%	35%	56%
bio-kérosène	0%	0%	0%	0%	0%	0%	10%	30%	40%

9. Ces hypothèses vous paraissent-elles pertinentes ? Avez-vous des analyses quantitatives à partager ? Quelles sensibilités souhaiteriez-vous voir étudiées ?

Contrairement aux scénarios de consommation d'ammoniac pour le maritime et la chimie qui intègrent une part d'import pour satisfaire cette demande, l'importation d'ammoniac pour produire de l'H₂ (craquage) est étudiée mais aucun volume n'est à ce jour retenu aux horizons présentés.

Les analyses menées par NaTran et celles publiées par l'ADEME⁵ et RTE⁶ semblent converger sur l'analyse économique. En tenant compte des coûts des infrastructures de transport et de stockages, des coûts de conversion du NH₃ vers l'H₂, l'importation d'hydrogène complètement décarboné (mode de transport inclus) semble difficilement compétitives. Cependant, les imports par bateau permettent aussi de diversifier l'approvisionnement et donc de prévenir la dépendance énergétique et d'offrir une flexibilité additionnelle au système énergétique. En

⁵ [Importation d'hydrogène et de dérivés de l'hydrogène](#), ADEME, Septembre 2024

⁶ [Chapitre 11 - Hydrogène](#), BP RTE, Juillet 2024

particulier la vague de projets de terminal d'importations européens devant être mis en service autour de 2030 (en France, en Allemagne, en Belgique et aux Pays Bas) pourraient offrir ce service.

10. L'importation d'ammoniac pour produire de l' H_2 (craquage) est étudiée mais aucun volume n'est à ce jour retenu aux horizons présentés. Cette hypothèse vous paraît-elle pertinente ? Si ce n'est pas le cas, pouvez-vous fournir des analyses technico-économiques qui permettraient de reconsidérer cette position ? Quel volume d'ammoniac serait-il pertinent d'ajouter à nos scénarios d'importation d'hydrogène selon vos analyses ?

11. Quel ordre proposeriez-vous pour ces différentes sources d'approvisionnement ? La répartition volumique entre les différentes sources d'approvisionnement vous paraît-elle pertinente ?

3. Les solutions pour assurer la continuité d'approvisionnement

La diversité des sources d'approvisionnement permet de constituer un socle de production plus résilient et de prévenir la dépendance énergétique. S'appuyer sur plusieurs flux complémentaires permet de combler les interruptions locales ou ponctuelles, d'ajuster les volumes en fonction des conditions de marché (arbitrage économique entre les différentes sources d'approvisionnement), contribuant ainsi à garantir le niveau d'approvisionnement souhaité par le consommateur. Ces échanges de volumes sont possibles grâce à un schéma d'infrastructures optimal, pensé pour être fiable, résilient et assurer la continuité de service. Des solutions complémentaires, comme le stockage d'hydrogène, peuvent contribuer à cette continuité d'approvisionnement.

En introduction de cette section dédiée aux réflexions sur les solutions adéquates pour assurer la continuité d'approvisionnement, il convient de définir les notions de flexibilité et continuité d'approvisionnement dans le cadre de cet atelier.

La flexibilité de la production se caractérise par l'adaptabilité du niveau de sollicitation de l'électrolyse et l'arbitrage des prix électriques afin de produire un hydrogène compétitif, ou du suivi de charge d'un bouquet de PPA EnR pour une qualification RFNBO. En sollicitant le système électrique aux heures les plus favorables, ce mode de production permet l'optimisation du système énergétique dans son ensemble (voir la note thématique dédiée à ce sujet).

En revanche, la continuité d'approvisionnement fait référence à la capacité à garantir un approvisionnement stable et ininterrompu dans le temps, y compris en cas de défaillance d'une des sources d'approvisionnement. La continuité peut être impactée par un fonctionnement flexible ainsi que des dysfonctionnements techniques. Elle repose sur une diversification des sources d'approvisionnement, des contrats long termes, des mécanismes de secours, des réserves stratégiques et des infrastructures de production, stockage et

transport d'hydrogène. La continuité d'approvisionnement est une attente du consommateur H₂.

	Flexibilité	Continuité d'approvisionnement
Dans quel but ?	Arbitrage des prix élec, hydrogène à coût compétitif, optimisation du système énergétique d'ensemble	Continuité de service, fiabilité, résilience
Sur quel horizon de temps ?	Bénéficier des gains de compétitivité sur le court/moyen terme	Assurer la continuité de l'approvisionnement à tout instant (court, moyen et long terme)
Par quels moyens ?	Utilisation d'un stockage dynamique pour optimiser la production et effacement/déplacement de la demande	Diversification des sources d'approvisionnement, moyens de back-up comme les différentes solutions de stockages
Bénéfices	Efficiency, valorisation des ENR	Stabilité, continuité de service

Ces deux notions, bien que complémentaires, répondent à des logiques différentes : la flexibilité est un ajustement sur le court/moyen terme afin d'optimiser le coût de la production, tandis que la continuité consiste à assurer la résilience du système hydrogène à chaque horizon de temps. Un marché de l'hydrogène performant devra donc conjuguer ces deux dimensions pour répondre à la fois à la volonté de produire un hydrogène plus compétitif et à la stabilité attendue par les acteurs engagés.

Afin de pouvoir garantir la continuité d'approvisionnement, les opérateurs d'infrastructures se doivent donc de connaître le profil de leurs clients et leurs attentes. Cette analyse permettra ainsi une meilleure planification et complémentarité des infrastructures et une meilleure assurance de la continuité de service.

Consommateurs d'hydrogène :

12. Comment est gérée aujourd'hui l'interruption de votre activité (maintenance et dysfonctionnements techniques) ? Par exemple stockage sur site ou fournisseur de substitution ? Ou absence de modes de compensation ? Comment envisagez-vous de la gérer à l'avenir ?
13. Quel est votre niveau acceptable de rupture de sécurité d'approvisionnement ?
14. Disposez-vous ou envisagez-vous une co-production d'H₂/stockage H₂ sur site ? Si oui quelle part (ou quel volume) cela représente-t-il par rapport à votre besoin total ?
15. Disposez-vous d'un stockage de produit dérivé sur site ?
16. D'où vient l'hydrogène que vous consommez (hors éventuel H₂ co-produit) ?
17. Quel surcoût sur la molécule êtes-vous prêt à payer pour un certain niveau de continuité d'approvisionnement ?

Producteurs d'hydrogène par électrolyse :

18. Quel niveau de continuité d'approvisionnement a été contractualisé avec votre client consommateur d'hydrogène ?
19. Quelles sont les durées envisagées aujourd'hui pour les arrêts d'électrolyseur : quelques heures, des demi-journées, plusieurs journées à la suite, plusieurs semaines à la suite ?
20. Quel niveau de sécurité d'approvisionnement a été contractualisé avec votre fournisseur d'électricité ?
21. Le ou les clients dispose(nt) t'il(s) d'un moyen de production/stockage d'H₂ en back-up sur site ?
22. Comment est gérée aujourd'hui l'interruption de votre activité (maintenance et dysfonctionnements techniques) ? Par exemple stockage sur site ou fournisseur de substitution (par électrolyse ou SMR-CCS) ? Ou absence de modes de compensation ?
23. Comment envisagez-vous de gérer la continuité d'approvisionnement à l'avenir ? Quelles solutions envisag(eri)ez vous pour assurer le niveau de sécurité d'approvisionnement contractualisé avec votre client ?
24. Avez-vous envisagé l'utilisation de batteries pour compenser les arbitrages sur le coût d'électricité ou pour produire de l'H₂ RFNBO ?

4. Le marché naissant de l'hydrogène

Le marché de l'hydrogène en France est naissant, avec quelques projets en cours et une montée en puissance prévue à moyen terme. Dans ce cadre, l'enjeu majeur réside dans la mise en place d'un marché organisé capable d'accompagner la montée en puissance de l'ensemble de la filière tout en garantissant son ouverture, sa résilience et sa transparence. L'organisation de ce marché naissant doit permettre d'orchestrer efficacement la rencontre entre l'offre et la demande, aujourd'hui encore peu coordonnée et cantonnée à une maille très locale. Il s'agit notamment de faciliter les échanges entre producteurs et consommateurs, de poser les bases d'un système prix représentatif, qui puisse coexister avec des contrats long-termes sans les exclure. La question de la liquidité du marché, cruciale pour attirer les nouveaux entrants et réduire les coûts d'ajustement, suppose la mise en place d'un environnement contractuel et réglementaire propice à l'émergence d'intermédiaires et de places de marché tel que décrit dans l'article 3⁷ et 7.6 de la directive (UE) 2024/1789.

Structurer le marché de l'hydrogène ne consiste pas à réguler les échanges ; cela implique d'anticiper les arbitrages économiques et techniques liées à la localisation des productions, à

⁷ Article 3 :

b) les gestionnaires de réseau de transport et les gestionnaires de réseau de distribution, et les gestionnaires de réseau de transport d'hydrogène et les gestionnaires de réseau de distribution d'hydrogène coopèrent afin d'assurer aux utilisateurs du réseau la liberté de réserver des capacités d'entrée et de sortie de manière indépendante ; le gaz naturel et, à partir de 2033, l'hydrogène sont transportés au moyen du système entrée-sortie plutôt que de flux contractuels ; i) les règles du marché favorisent l'émergence et le fonctionnement d'un marché liquide des échanges de gaz naturel et d'hydrogène, stimulant la formation et la transparence des prix ;

la variabilité des profils d'usages (niveau de continuité d'approvisionnement, exigence de qualité ou de traçabilité des molécules échangées). Dans ce cadre, la coordination entre acteurs devient indispensable pour éviter les effets de verrouillage, la concentration excessive et les inégalités d'accès.

L'objectif de cette réflexion est donc double : favoriser un développement rapide et durable de l'hydrogène en France et poser les fondations d'un marché ouvert, fluide et robuste, capable d'évoluer avec l'arrivée de nouveaux usages, de nouvelles technologies et de nouveaux équilibres régionaux et européens.

25. Envisagez-vous de réserver des capacités de transport d'hydrogène via des contrats long terme ?
26. Dans un marché plus mature qu'aujourd'hui, quelles sont les conditions pour qu'émergent l'intérêt d'un rôle d'agrégateur (gestionnaire d'un portefeuille de production et de clients) ? Est-ce que les infrastructures sont une nécessité pour que les garanties d'origine/ garanties de traçabilité puissent fonctionner ? Quel type d'hydrogène envisagez-vous de commercialiser (H2 renouvelable, bas carbone, etc.) ?
27. Envisagez-vous des ventes/achats d'hydrogène sur marché spot ? Quelles sont les conditions pour qu'émergent l'intérêt de la mise en place d'une bourse Achat/vente H2 (ventes anonymisées via une plateforme d'échange) ?
28. A quel niveau envisagez-vous de moduler votre demande/votre production d'hydrogène ?