

L'HYDROGÈNE : MAILLON STRATÉGIQUE POUR L'ÉLECTRIFICATION ET LA RÉINDUSTRIALISATION DE LA FRANCE

Contribution de la filière hydrogène au plan
d'électrification gouvernemental



Avril 2026

Résumé exécutif.....	3
Schéma des chaînes de valeur de la filière H2.....	6
Les projets hydrogène à vocation industrielle.....	7
L'ammoniac et ses dérivés.....	5
La sidérurgie.....	16
Projets de production de carburants de synthèse européen.....	20
Projets pour le transport hors aérien (raffinage ; maritime ; routier).....	23
Les raffineries.....	25
Projets de production de carburants de synthèse maritime	26
Faire du fret routier un moteur du plan d'électrification.....	27
Recommandations transverses.....	30
Assurer l'approvisionnement en électricité compétitif et prédictible pour les projets d'électrolyse	30
Reconduire et sécuriser la compensation des coûts indirects du carbone après 2030.....	31
Simplifier le développement des projets.....	32

La France est une puissance électrique qui n'est pas encore une puissance électrifiée.

Notre parc nucléaire et renouvelable constitue un avantage comparatif majeur en Europe. En 2025, la France a exporté 92 TWh d'électricité, générant un excédent commercial de 5,4 milliards d'euros selon RTE. Avec une balance énergétique déficitaire de 60 Mds€/an, cet excédent ne suffit toutefois pas à compenser la part d'importation massive d'énergies fossiles (pétrole, gaz...) qui représentent encore plus de 60% de notre mix énergétique.

60 Mds€/an **92 TWh**
déficit énergétique excédent électrique

Cette dépendance paraît supportable lorsque les prix sont modérés et les approvisionnements sécurisés. **Mais dans un contexte géopolitique instable, marqué par des tensions d'approvisionnement et une concurrence accrue pour l'accès aux ressources, cette exposition constitue un risque économique et budgétaire majeur.**

En 2022, la crise des prix de l'énergie qui a suivi l'invasion russe a démontré la vulnérabilité de notre système : **72 milliards d'euros ont été mobilisés par l'État pour financer le bouclier tarifaire** en complément de la facture énergétique structurelle.

La crise iranienne nous le rappelle : ces tensions économiques liées aux chocs fossiles ne sont pas réservées au passé et pourraient se renforcer pendant les années à venir.

L'augmentation de 81% des prix du gaz – due à la fermeture du détroit d'Ormuz et à l'attaque de la plus grande installation d'exportation de gaz naturel au Qatar – **courant mars est un signal clair de cette réalité.**

L'électrification a donc un triple intérêt stratégique pour la France :

défossiliser notre mix énergétique pour équilibrer notre balance commerciale et ne plus dépendre de puissances étrangères hostiles géopolitiquement et/ou agressives commercialement ;

Mieux valoriser notre production renouvelable et nucléaire en transformant l'électricité en valeur industrielle, en emplois, en retombées économiques et fiscales positives pour l'Etat ;

Réconcilier les enjeux climatiques et de souveraineté en réduisant notre empreinte fossile et en réindustrialisant.

Aux côtés de l'électrification directe de nombreux usages, l'hydrogène renouvelable et bas-carbone doit jouer un rôle central comme vecteur d'électrification indirecte.

Procédé fortement électro-intensif, la production d'hydrogène électrolytique permet de convertir massivement l'électricité renouvelable et nucléaire en molécules incontournables pour des activités et des secteurs impossibles ou difficiles à électrifier directement :

- **des sites industriels historiques** – raffineries ou sites de production d'ammoniac, servant principalement à la fabrication d'engrais – aujourd'hui consommateurs d'hydrogène carboné, produit à partir de gaz naturel ;
- **des sites greenfields intégrés**, c'est-à-dire de nouvelles installations industrielles non dépendantes d'intrants fossiles, basées uniquement sur la production d'hydrogène électrolytique et sa transformation sur site en produit fini ou semi-fini : acier vert, engrais, plastiques bas-carbone ou encore carburants de synthèse pour les transports aérien et maritime. Soit un nouveau socle de base industriel souverain, non délocalisable et exportateur ;

- **la mobilité routière lourde et intensive**, c'est-à-dire les segments de véhicules et typologies d'usage sur lesquels les véhicules à batterie ne permettent pas de répondre au besoin opérationnel (camions longue distance, autocars ...).

À horizon 2030-2032, les projets en développement représenteraient environ 24 TWh électriques (TWh_e). **À 2035, le potentiel dépasse 60 TWh_e, soit l'équivalent de 60 % des exportations actuelles d'électricité.** La substitution des produits fossiles importés associée à ces projets pourrait également réduire la facture énergétique nationale de près de 4 milliards d'euros par an, tout en consolidant des sites industriels stratégiques sur le territoire.

Toutefois, l'incertitude sur les politiques carbone, la volatilité des prix de l'énergie et la concurrence internationale (notamment en Chine, au Moyen-Orient ou en Inde) peuvent rapidement refermer la fenêtre d'investissement pour ces projets industriels de « cycle long ».

Après avoir été un des pays moteurs de l'hydrogène au sein de l'UE, la France ne compte en 2025 aucun projet parmi les 880 MW de décision finale d'investissement (FID) qui ont été pris dans d'autres Etats membres. Une nouvelle année blanche serait catastrophique pour la filière française.

Pourtant nous avons **le pouvoir d'agir alors que 28 projets hydrogène représentent près de 90% du portefeuille (environ 50TWh_e).**

Cette concentration est une opportunité politique : quelques mesures – budgétaires et extra-budgétaires – bien ciblées peuvent avoir un effet de levier considérable pour la prise de FID sur ces projets, l'atteinte des objectifs d'électrification et de la Stratégie nationale hydrogène (SNH). **L'action politique ne peut plus attendre.**

Le plan d'électrification issu de la Programmation pluriannuelle de l'énergie doit donc traduire notre avantage électrique en décisions concrètes favorisant l'électrification directe et indirecte. Dans un contexte budgétaire contraint, **l'enjeu est de réduire considérablement l'enveloppe initialement annoncée de 9 milliards d'euros en 2020 pour la filière hydrogène** – aujourd'hui fléchée à environ 40% – en optimisant l'usage des deniers publics et en activant efficacement des leviers réglementaires et fiscaux, neutres pour les finances publiques.

Cette note analyse les différents segments qui constituent le cœur des projets hydrogène en cours de développement et formule pour chacun d'entre eux des mesures – principalement réglementaires – visant à assurer le passage à l'échelle de la filière électrolytique française et sa contribution significative pour transformer l'atout électrique du pays en stratégie de puissance industrielle.

Des recommandations plus transverses portant sur les enjeux de la contractualisation avec les producteurs d'électricité, la simplification ou encore de la compensation des coûts du carbone sont également détaillées dans une dernière partie.

2030 : 24 TWh_e

potentiel électrique des projets hydrogène

2035 : 60 TWh_e

potentiel électrique des projets hydrogène

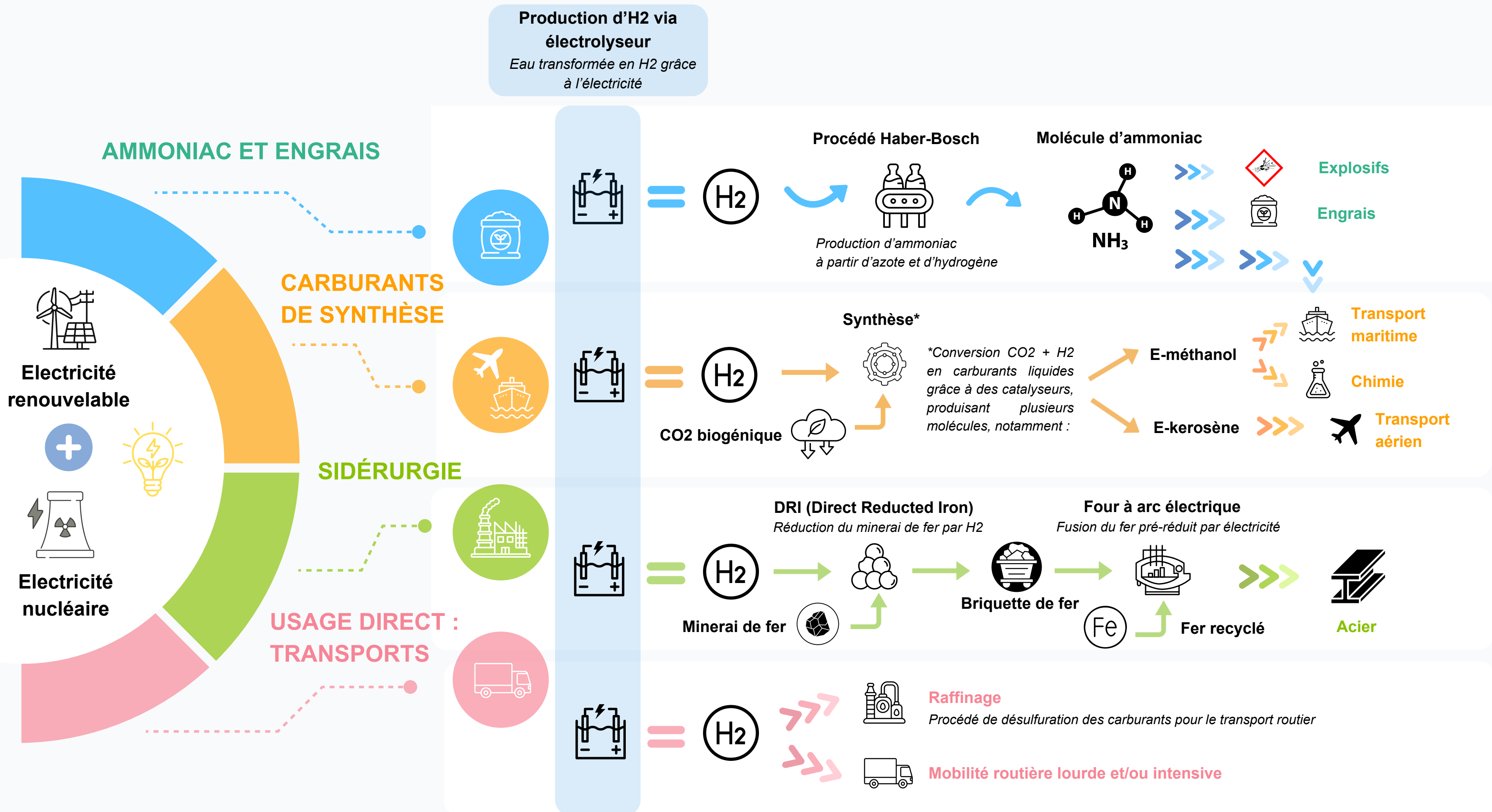
2035 : 4Mds€/an

réduction du déficit de la balance énergétique

SECTEUR / PRODUIT FINI		ENJEU	MESURE
Industries de base 2035 : 13TWhe	Global	o Sécuriser un socle d'industries stratégiques moins dépendantes des importations fossiles	<i>[Unique mesure budgétaire]</i> Mener à bien la 1ère tranche du mécanisme de soutien à la production (MSP) : prévoir dans le PLF un renforcement important du soutien à l'hydrogène industriel
	Sidérurgie	o Renforcer la souveraineté de la chaîne de valeur sidérurgique essentielle pour de nombreux secteurs (défense, construction, transport...)	[UE] Révision des normes CAFE – flexibilité acier : amender la mesure pour lancer une filière européenne d'acier primaire bas-carbone (définition du caractère européen de l'acier ; signal marché à 2030 ; taille du marché créé).
	Ammoniac/ Engrais	o Assurer notre sécurité alimentaire par la relocalisation de la production d'engrais o Sécuriser l'approvisionnement en ammoniac pour le secteur de la défense (explosifs)	o Créer des marchés pilotes pour les engrais : [FR] sur les cultures de biocarburants 1re génération (2026, Ddadue) ; [UE] Inclure les engrais bas-carbone dans l'Industrial Accelerator Act (IAA)
Aéronautique – carburants aériens de synthèse 2035 : 26 TWhe		o Développer une nouvelle filière à fort potentiel exportateur au sein de l'UE o Décarboner le secteur aérien	o Mettre en place un contrat pour la différence (CfD) sur les e-SAF , nécessaire à la contractualisation entre producteurs d'e-SAF et consommateurs (<i>CfD autofinancé ; neutre pour les finances publiques</i>)
Transport hors aérien Raffinage Maritime Mobilité routière 2035 : 21 TWhe	o Réduire nos dépendances aux importations fossiles et rééquilibrer la balance énergétique o Lancer une production nationale de carburants de synthèse adossée à un nouveau socle industriel o Positionner les façades maritimes françaises et leurs grands ports maritimes au centre du paysage européen du soutage des molécules décarbonées	o Bien dimensionner le mécanisme IRICC en rehaussant la trajectoire d'incorporation d'hydrogène à au moins 4,6 % en 2035, en cohérence avec les objectifs de la SNH o <i>[Mesure transverse poids lourds zéro-émission]</i> Moduler les tarifs de péage autoroutiers pour favoriser les camions zéro-émission	

CONTRIBUTION DE LA FILIERE HYDROGENE AU PLAN D'ELECTRIFICATION : 60 TWHE A 2035

Le rôle de l'hydrogène dans les différentes chaînes de valeur



Les projets hydrogène à vocation industrielle

PROJETS ET OBJECTIFS				
Nombre de projets	Potentiel de consommation électrique (TWhe)		Puissance d'électrolyse (MW)	
	Projets actuels	Cohérence SNH	Projets actuels	Cohérence SNH
5	12*	13**	1370	1700
CONCRETISER LE POTENTIEL				
Objectif	Recommandation			
Assurer la compétitivité	<u>Financement :</u>			
	1) Mener à bien la 1ère tranche d'appel d'offres du mécanisme de soutien à la production, avec une contractualisation en 2026 2) Prévoir la continuité du soutien à l'hydrogène industriel pour 2027 en ligne avec la SNH révisée dans le PLF			
Donner de la prédictibilité	<u>Sidérurgie :</u>		<u>Engrais :</u>	
	Assurer que la révision des normes CAFE crée un marché pilote efficace pour l'acier bas-carbone dans l'automobile : une définition stricte de l'acier européen, une application dès 2030, et des volumes plus importants.		1. Conditionner l'IRICC à l'usage d'engrais bas-carbone pour les cultures de biocarburants première génération. 2. Défendre un marché pilote européen avec obligation d'incorporation d'engrais bas-carbone.	

*Besoins électriques calculés à partir des volumes d'hydrogène électrolytique déclarés des projets.

**Besoins électriques calculés à rebours, i.e à partir des capacités d'électrolyse nécessaires pour atteindre les objectifs de la SNH, considérant un fonctionnement de 7500h/an des électrolyseurs.

Les projets hydrogène à vocation industrielle

En France, le recours à l'hydrogène renouvelable et bas-carbone dans les industries de base — ammoniac, sidérurgie, chimie — ne répond pas uniquement à un impératif climatique. Il constitue d'abord un choix structurant de souveraineté industrielle.

Sur ces secteurs dits de « cycle long », la grande majorité des sites européens sont déjà amortis. Ces sites sont néanmoins déjà confrontés à une perte de compétitivité structurelle, caractérisée par des baisses de capacités voire de fermetures de sites (ex : site de Grandpuits sur les engrais). La décision rapide de réinvestir ou non sur ces secteurs conditionnera durablement la souveraineté industrielle future de l'Union et du pays.

Sur un continent avec peu de ressources fossiles et dans le contexte géopolitique actuel,

les réinvestissements lourds doivent passer par l'innovation et la défossilisation des procédés, sur des sites existants comme de nouveaux sites (*greenfields*).

C'est une condition de survie du socle industriel restant en France et une opportunité stratégique pour réduire des vulnérabilités critiques déjà présentes — notamment en matière de sécurité alimentaire pour les engrais — et capter de nouvelles parts de marché au niveau européen, en particulier dans la sidérurgie décarbonée.

Grâce à son atout électrique, **la France doit faire le choix de réinvestir rapidement dans ses industries de base afin de regagner en souveraineté industrielle** - faute de quoi elle risque de perdre durablement la maîtrise de chaînes de valeur essentielles.

Secteur	Dépendance extérieure ¹	Enjeux
Ammoniac	50% pour l'ammoniac 66% pour les engrais azotés <i>[Part des exportations maritimes transitant par Ormuz : 46% pour l'urée, 30% pour l'ammoniac]</i> Coût importation engrais azotés et ammoniac : 1Md€ en 2025 ; 2Mds€ en 2022	Souveraineté alimentaire, sécurité nationale, équilibre de la balance commerciale
Méthanol	98% <i>[Part des exportations maritimes de méthanol transitant par Ormuz : <30%]</i>	Souveraineté industrielle, équilibre de la balance commerciale
Sidérurgie	Acier brut : 16% Dynamique très à risque	Souveraineté industrielle, sécurité nationale, équilibre de la balance commerciale

¹Dépendance nette = (Importations-Exportations) / (Production nationale+Importations-Exportations)

Les projets hydrogène à vocation industrielle

Parmi les projets d'hydrogène industriel, deux catégories doivent être distinguées :

- **les projets de décarbonation de sites industriels existants et structurellement dépendants d'importations fossiles** : c'est le cas des projets de production d'hydrogène visant à réduire l'usage de gaz naturel dans les sites historiques de production d'ammoniac (substitution limitée techniquement à 15%) ou d'incorporation progressive de l'hydrogène dans des sites de production d'acier par voie de réduction directe du fer (DRI) en substitution du gaz naturel utilisé dans ce procédé.
- **les projets greenfields intégrés** : de nouvelles installations industrielles non dépendantes d'intrants fossiles, basées uniquement sur la production d'hydrogène électrolytique et sa transformation sur site en produit fini ou semi-fini. Par exemple :
 - **FertigHy (Somme)** : 200 mégawatts (MW) de capacités d'électrolyse pour produire de l'hydrogène transformé en ammoniac puis en engrais bas-carbone.
 - **GravitHy (Bouches-du-Rhône)** : 700MW d'électrolyse pour alimenter une usine dédiée de production de briquettes de fer pré-réduit via un procédé de DRI.

À eux seuls, les cinq projets identifiés dans ces deux secteurs représentent près de 12 TWh de

consommation électrique annuelle, avec des premières mises en service attendues à partir de 2029.

Dans un contexte de concurrence internationale forte et de compétitivité encore limitée face aux procédés fossiles, le financement de ces projets se fera à trois conditions :

1. Créer de la prévisibilité pour les investisseurs et les développeurs de projet :

en raison de la forte intensité capitaliste des projets, les investisseurs ont besoin de prévisibilité que le contexte actuel ne permet pas :

- **incertitudes sur le prix du carbone à long terme** accentuées par des remises en cause politiques du marché carbone (EU-Ets) ;
- **limites du Mécanisme d'ajustement carbone aux frontières (CBAM)**, qui n'empêche pas pleinement les stratégies de contournement des acteurs extra-européens.

Il faut donc compléter ces outils pour structurer de véritables marchés bas-carbone et sécuriser les investissements. C'est également un préalable au lancement d'une nouvelle vague de projets qui renforceront notre socle industriel (*voir recommandations spécifiques dans les sous-parties ammoniac et sidérurgie*)



Projet Gravit'hy

Qu'est-ce qu'un marché pilote bas-carbone ?

La création d'un marché pilote bas-carbone (dits clean lead markets) passe par la création d'une incitation ou obligation d'utilisation d'un produit industriel de base (e.g engrais bas-carbone, acier vert) dans un produit fini (voiture, bière, pâtes), et se définit par trois caractéristiques :

1. Créer un éventuel surcoût sur le produit final qui soit indolore pour les consommateurs : par exemple l'utilisation de 100% d'acier bas-carbone dans une voiture représenterait un surcoût sur le prix du véhicule de moins de 1% [références : PwC, [Lead Markets study](#), novembre 2025].

2. L'acteur économique soumis à l'obligation doit être en mesure de répercuter ce surcoût en aval sans perte de compétitivité.

3. Le produit / secteur régulé doit représenter un marché suffisamment massif pour débloquer les investissements sur les projets de l'amont industriel.

Ce critère bas-carbone pourrait être doublé d'un critère de fabrication en Europe.

S'il est dans certains cas possible et nécessaire d'agir au niveau national sur ces marchés pilotes (voir partie sur les engrais ci-dessous), le niveau européen demeure le plus pertinent pour développer ces politiques publiques. Ce concept a d'ailleurs été repris par la Commission dans son *Industrial Accelerator Act* et a fait l'objet d'études d'impacts favorables dans ce cadrE mais reste à ce stade limité aux marchés publics, alors que c'est avant tout la commande privée qui structure les industries de base mentionnées.

Le soutien du Gouvernement à des outils de régulations de marché publics et privés (i.e marchés pilotes bas-carbone) pour favoriser la production bas-carbone au niveau européen sera clé. En effet, la plupart des textes avec le plus fort effet de levier sur les filières industrielles bas-carbone sont négociés à cette échelle.

2. Rendre les projets bas-carbone français compétitifs : devant la concurrence internationale (Chine, Moyen-Orient...) et des politiques de soutien avancées dans plusieurs pays de l'UE (Allemagne, Espagne, Pays-Bas), un soutien public est nécessaire pour assurer la compétitivité des projets français sur ce segment bas-carbone, seul sur lequel l'industrie européenne peut exister durablement.

3. Agir vite (avant 2027) : Dans les industries lourdes, les décisions se jouent maintenant. Les projets existent, mais la fenêtre se referme. À défaut d'action rapide, les investissements

partiront ailleurs — comme le montre déjà le choix de certains industriels d'investir hors d'Europe. En témoignage, la récente annulation de l'investissement du chimiste Vioneo en Belgique positionné sur la plasturgie non-fossile à base de méthanol « vert » (produit à partir d'hydrogène électrolytique), qui a préféré investir en Chine pour une installation similaire.

Avant de préciser dans les sous-parties dédiées à l'ammoniac et à la sidérurgie les mesures spécifiques liées aux marchés pilotes, France Hydrogène formule la recommandation transverse suivante :

Les projets hydrogène à vocation industrielle

Industrie – recommandation n°1 : adopter des outils de soutien publics aux projets d'électrolyse à vocation industrielle

Initialement, 4Mds€ sur les 9Mds€ prévus dans la Stratégie nationale hydrogène devaient être alloués au Mécanisme de soutien à la production d'hydrogène par électrolyse (MSP), afin de permettre le déploiement d'un gigawatt (GW) d'électrolyse pour alimenter des sites industriels (hors raffinage).

Ce dispositif visait à combler l'écart de coût entre l'hydrogène produit par électrolyse et son équivalent fossile (soutien aux dépenses opérationnelles – OPEX). Fin décembre 2025, une première tranche a été lancée, avec un budget prévisionnel de 770M€.

Ce soutien tombe à point nommé. Malgré le retard pris, la fenêtre d'opportunité pour réinvestir dans la première vague de projets de décarbonation profonde par l'hydrogène est encore ouverte.

Avec l'entrée en vigueur progressive du Mécanisme d'Ajustement Carbone aux Frontières (CBAM), et tenant compte des durées de construction, les décisions finales d'investissement doivent être prises au plus tard en 2028. Dans ce contexte, il sera essentiel :

- **De permettre une contractualisation dès mi-2026 pour les lauréats de la première tranche d'appel d'offres** (dont les offres ont été remises le 27 février) ;
- **De prévoir dans le PLF 2027 une accélération et un renforcement importants du soutien à l'hydrogène industriel**, indispensable pour rattraper le retard pris et pour refléter les tailles unitaires importantes des projets.

Infographie des vulnérabilités des chaînes de valeur industrielles

Produit fini/semi-fini	Automobile	Engrais Azotés (66% d'imports)		Plastiques (emballages, plastiques techniques automobile, textile)		Transport Aérien Civil	Mobilité Routière	Transport Maritime
	Construction	Explosifs	Chimie industrielle (résines, nylon)	Matériaux de construction	Conservateur pour la nutrition animale	Transport Aérien Militaire (7-8% conso)		
Produit de base	Acier	Ammoniac (50% d'imports – dont transit mondial par Ormuz >30%)		Méthanol (98% d'imports – dont transit mondial par Ormuz >30%)		35% : part non-raffinée en France		
Energie de base	Charbon (100% d'imports)	Gaz naturel (100% d'imports)		Gaz naturel (100% d'imports)		Kérosène	Carburants routiers	Fioul lourd
								Pétrole (100% d'imports)

Les projets hydrogène à vocation industrielle

L'ammoniac et ses dérivés (engrais, explosifs)

Depuis la crise du Covid, la France est dépendante à 66% des engrais azotés importés. En 2025, elle a importé 30% d'engrais azotés issus de puissances hostiles et commercialement agressives - et 158kt d'ammoniac provenant de Russie sur un total de 465kt.

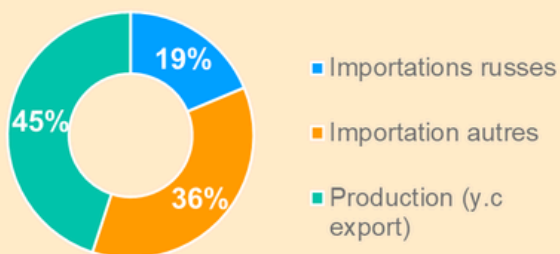
L'ammoniac n'est pas seulement une molécule de base pour les intrants agricoles : c'est également stratégique pour la chimie, la pharmacie ou encore la défense. Le PDG d'Eurencos – leader européen des explosifs – a

récemment rappelé que « pour l'acide nitrique, nous avons besoin des producteurs d'engrais. Aujourd'hui, nous dépendons fortement des producteurs russes ».

Le maintien d'une filière de production française est donc un enjeu de souveraineté agricole et industrielle et de sécurité nationale.

Parallèlement, le marché mondial se reconfigure rapidement : **des pays comme l'Inde, la Chine ou le Maroc développent des capacités massives d'ammoniac et d'engrais bas-carbone, afin de sécuriser leur autonomie stratégique et capter des parts de marché à l'international.**

UNE DÉPENDANCE EXTÉRIEURE CRITIQUE POUR LA FRANCE



Ammoniac en France (2025)
engrais, explosifs, chimie



Part des importations dans la consommation
d'engrais azotés en France

La crise du Détroit d'Ormuz peut faire flamber le prix de l'ammoniac et des engrais :

- Entre 20 et 30% des exportations maritimes mondiales d'engrais et d'ammoniac y transitent
- 20% du GNL mondial y transite alors que le gaz représente 70% des coûts de production des engrais

Risques d'un nouveau choc fossile ?

- amener à des fermetures de sites industriels vulnérables comme à l'issue de la crise de 2022
- créer une irréversibilité dans la structure des prix de produits agroalimentaires
- contraindre à un approvisionnement auprès de puissances hostiles (ex. Russie)
- contraindre l'Etat à adopter des mesures budgétaires extrêmes (bouclier tarifaire de 2022-24 : 76Mds€)

¹Agridata, DG Agriculture et Développement Rural

Les projets hydrogène à vocation industrielle

En France, la relocalisation décarbonée de la production d'ammoniac et d'engrais s'organise autour de deux modèles complémentaires :

- **la décarbonation partielle de sites existants par substitution d'hydrogène fossile par de l'hydrogène renouvelable et bas-carbone** (dans un premier temps, avec un taux maximal d'environ 15% d'hydrogène substituable). Aujourd'hui, ce sont les projets portés par Lhyfe avec Yara (100 MW) et Hynamics avec LatNitrogen (50 MW) ;
- **la création de sites greenfields intégrés sans dépendances fossiles**, comme le projet d'usine d'ammonitrates bas-carbone porté par FertigHy dans la Somme.

Au total, les 3 projets de production d'ammoniac décarboné recensés sur le territoire – pour des mises en service possibles entre 2029 et 2032 – totalisent une production correspondant à environ 12% des besoins français en azote apportés par des engrais minéraux.

12%

Part des besoins en azote de l'agriculture française couverte par les 3 projets en développement

Si cette décarbonation des engrais répond à un enjeu de souveraineté et in fine de protection des agriculteurs européens, il reste essentiel de concevoir un système qui les protège sur la phase de transition.

Le système EU-ETS renchérit le coût des engrais produits en Europe en intégrant une composante carbone alors que le mécanisme d'ajustement carbone aux frontières (MACF) ne couvre pas les produits agro-alimentaires finis.

Il en résulte une distorsion de concurrence : les agriculteurs européens supportent indirectement le surcoût carbone intégré dans les intrants, tandis que des produits agricoles importés, issus de filières ne subissant pas cette composante carbone du prix des engrais, peuvent être commercialisés à moindre coût sur le marché européen.

Cette asymétrie alimente la contestation agricole du cadre européen et limite la capacité de l'industrie européenne des engrais à investir dans sa transformation.

Or, la mise en place de marchés pilotes, c'est-à-dire d'obligations d'utilisation d'engrais bas-carbone sur des acteurs « en aval du champ » dans la chaîne de transformation agro-alimentaire, permet précisément de dénouer ce nœud gordien entre industrie et agriculture :

- **Les acteurs économiques ciblés sont en mesure de répercuter le surcoût sur le produit final**, à des niveaux indolores pour les citoyens.
- **Le signal de marché est plus efficace** et permet à des acteurs industriels d'investir.
- **La puissance publique peut donc compenser les agriculteurs et agricultrices** pour la composante carbone du prix de leurs engrais sans nuire au signal de marché pour l'investissement industriel.

Dans ce contexte, France Hydrogène appelle à :

Les projets hydrogène à vocation industrielle

- **Créer un premier marché pilote ciblé sur les engrais utilisés dans les biocarburants de première génération** dans le cadre du mécanisme incitant à la réduction de l'intensité carbone des carburants (IRICC) ;
- **Mettre en place, au niveau européen, des marchés pilotes bas-carbone sur certains produits finis.** En commençant par répliquer au niveau européen le marché pilote sur les biocarburants de première génération.

Industrie – recommandation n°2 : créer un marché pilote pour les engrais utilisés dans les biocarburants 1^{re} génération via l'IRICC

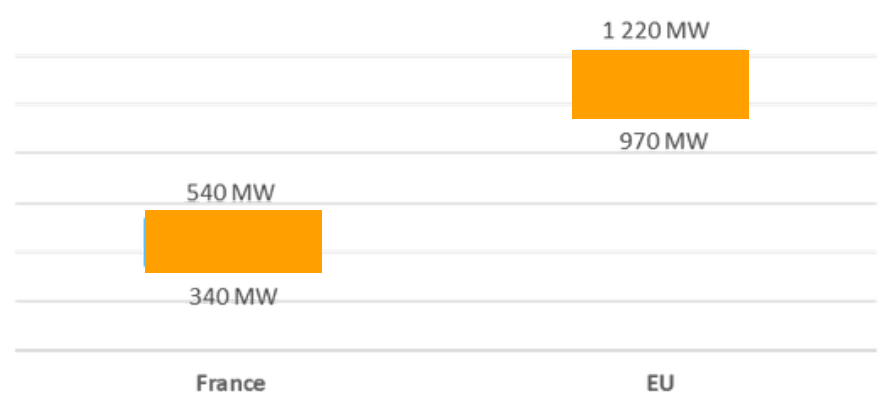
En France, près de 3% de la surface agricole utile nationale est consacrée aux biocarburants, soit un million d'hectares, dont plus de 80% dédiés au biodiesel selon le Secrétariat général à la planification écologique (SGPE). **L'utilisation d'engrais bas-carbone associée à ces cultures pourrait couvrir jusqu'à 200MW d'électrolyse et garantir un socle minimal de production d'engrais bas-carbone souverain.**

Ce recours à des intrants bas-carbone répondrait en outre aux critiques sur les biocarburants première génération et leurs émissions. En 2023, la Cour des comptes européenne a reconnu que l'usage des biocarburants "ne permet pas nécessairement de réduire les émissions de GES" et que ces réductions "sont souvent surestimées", faute d'intégrer des changements d'affectation des sols.

Le projet de loi DDADUE examiné au Sénat en février prévoit la création du mécanisme incitant à la réduction de l'intensité carbone des carburants (IRICC). Ce dispositif extra-budgétaire permettra notamment de valoriser certains biocarburants de 1^{ère} génération évoqués ci-dessus.

France Hydrogène propose ainsi de conditionner, à partir de 2030 (délai de mise en service des projets d'engrais bas carbone), la valorisation de ces biocarburants dans l'IRICC par leur respect d'un contenu carbone maximal sur les engrais utilisés pour leur fabrication. Cela créerait par ailleurs un précédent important pour en faire une règle européenne, dans le cadre de la révision à venir fin 2026 de la Directive sur les énergies renouvelables (RED3).

Capacités d'électrolyse entraînées par la décarbonation des engrais liés aux cultures des biocarburants 1^{re} génération



Industrie – recommandation n°3 : soutenir politiquement la création de marchés pilotes bas-carbone au niveau européen

La mise en place d'un marché pilote bas-carbone à l'échelle européenne constitue l'outil le plus efficace pour enclencher la décarbonation des engrais sans fragiliser les agriculteurs.

Cela passe par trois niveaux d'actions :

1) Industrial Accelerator Act (IAA) : prévoir une méthodologie de labellisation des engrais bas-carbone (hors périmètre de l'IAA aujourd'hui) ;

2) Révision de la directive sur les énergies renouvelables (RED4) : prévoir dans la proposition de la Commission qu'à partir de 2030-2031, les metteurs en marché des biocarburants de première génération devront prouver le respect d'un contenu carbone maximal des engrais azotés utilisés, via un système de certificats.

3) Identifier un nouveau marché pilote, plus massif, pour structurer une vague de projets post-2032.

Sur ce dernier point, **l'obligation ne reposerait pas sur les agriculteurs mais sur les grands transformateurs et distributeurs agroalimentaires qui mettent les produits sur le marché européen**, et structurent la demande.

L'exigence s'appliquerait à l'ensemble des produits commercialisés dans l'Union, qu'ils soient d'origine européenne ou importés tout en excluant les volumes exportés afin de **préserver la compétitivité extérieure des filières européennes.**

Compte tenu de la taille du marché et des volumes d'engrais concernés, un taux d'incorporation limité suffirait à absorber l'offre actuelle de projets bas-carbone en Europe et à déclencher une nouvelle vague d'investissements, créant ainsi **un socle industriel stratégique bas-carbone pour la sécurité alimentaire.**

Les impacts économiques pour le consommateur final demeureraient maîtrisés. Selon une étude récente de PwC ([Lead Markets study, novembre 2025](#)), l'utilisation de 100 % d'engrais bas-carbone pour la **production de viande porcine entraînerait un surcoût compris entre 0,4 % et 2,4 % selon le coût de l'hydrogène.**

À titre illustratif, une obligation d'incorporation de 20 % d'ici 2035 aurait donc un effet inflationniste marginal, largement absorbable à l'échelle du panier alimentaire.

Cette inflation limitée, ciblée et prédictible est par ailleurs à mettre en perspective avec celle imprévisible et brutale issue de chocs géopolitiques impactant les cours du gaz naturel et notre capacité à être approvisionnés en engrais de puissances extra-européennes.

Si ces chocs géopolitiques sont ponctuels, il est à noter que l'inflation sur les prix des produits agro-alimentaires finis est irréversible.

La sidérurgie

« Industrie des industries » au cœur de la souveraineté française, la sidérurgie est à la base de nombreux secteurs (construction, automobile, défense...). Actuellement, la production d'acier par la voie des hauts-fourneaux à partir de charbon représente encore plus de 70% de la production mondiale et représente 7 à 9% des émissions mondiales de gaz à effet de serre.

La principale autre voie de production d'acier, dite de réduction directe du fer (DRI) associée à l'utilisation d'un four à arc électrique, fait l'objet d'investissements croissants dans le monde.

Entre 2014 et 2024, cette voie est passée de 74,5Mt à 141Mt d'acier concentrées en Inde, en Iran ou encore en Russie¹.

A titre de comparaison l'UE produisait 130Mt d'acier brut dont seulement 0.10Mt par la voie du DRI en 2024.

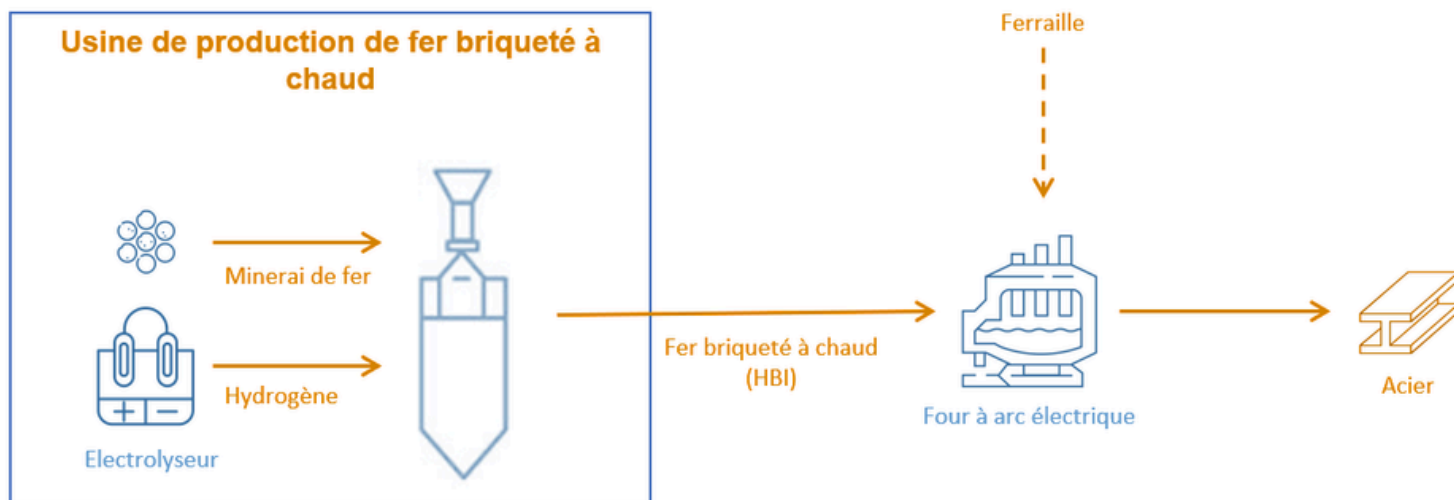
L'intérêt du DRI est de pouvoir recourir à du charbon, du gaz naturel et / ou de l'hydrogène comme agent réducteur du minerai de fer ainsi transformé en brique de fer (HBI) avant d'être fondu dans le four à arc électrique (EAF) pour produire l'acier.

Parmi les Etats les plus en pointe, la Chine dispose actuellement d'un portefeuille de projets qui permettrait la production d'environ 20Mt/an d'acier H₂-DRI à horizon 2030².

Acteur central de la sidérurgie nationale, ArcelorMittal s'était initialement engagé à déployer en France des unités intégrées de réduction directe du minerai à l'hydrogène (DRI-H₂) couplées à des fours à arc électrique (EAF), condition indispensable à l'émergence d'une filière d'acier primaire bas-carbone (voir schéma).

Malgré un soutien public significatif le groupe a finalement revu à la baisse ses ambitions, limitant son investissement à une seule unité EAF pour une capacité de 2 Mt d'acier.

Schéma de la chaîne de valeur de l'acier produit via DRI-H₂-EAF



¹Midrex, *World Direct Reduction Statistics, 2024*

²Rapport Transition Asia, 2024

Les projets hydrogène à vocation industrielle

Pour comparaison, le seul site d'ArcelorMittal Dunkerque a une capacité de production annuelle de plus de 6 millions de tonnes d'acier.

Ce choix industriel modifie profondément l'équation stratégique : **en l'absence d'actifs de DRI sur le territoire, la France demeure dépendante d'importations de briquettes de fer préréduit (HBI) pour alimenter ses fours électriques.**

Autrement dit, l'électrification partielle de l'outil ne s'accompagne pas d'une sécurisation amont de la chaîne de valeur, obérant l'opportunité de renforcer la souveraineté industrielle.

L'enjeu dépasse le seul ajustement capacitaire : **il s'agit de reconstruire une base sidérurgique primaire bas-carbone intégrée, ancrée sur le territoire national.** De nouveaux entrants positionnent aujourd'hui la réduction directe à l'hydrogène comme un levier structurant de réindustrialisation et d'électrification.

Deux projets majeurs de DRI-H₂ sont actuellement en développement :

- **Gravithy, sur le Grand port maritime (GPM) de Marseille** : 700 MW d'électrolyse (soit 6,1TWh) pour produire du fer préréduit (HBI) qui pourra ensuite être transformé en acier sur le GPM et/ou exporté pour transformation finale dans d'autres pays européens.
- **Le projet Carlhyng, de Verso Energy en Moselle** : 70 MW d'électrolyse, pour export d'hydrogène au sidérurgiste SHS en Allemagne dans la Sarre via la canalisation Mosahyc (construite par Natran). Si le cadre réglementaire adéquat est mis en place, SHS devrait décider d'augmenter son taux d'incorporation d'hydrogène et lancer de nouvelles tranches d'appels d'offres, pouvant conduire à une capacité de production d'environ 300 MW côté français (adressables par Verso Energy et/ou Gazel Energie, à partir du projet de reconversion d'une partie de la centrale de Saint-Avold).

Ces projets de DRI-H₂ pourraient faire de la France un des fers de lance de la production d'acier décarboné en Europe avec un potentiel important à l'export au sein de l'UE à condition que le marché se structure pour accueillir l'acier très bas-carbone



Projet Carlhyng - Verso Energy

Industrie – recommandation n°3 : soutenir politiquement la création de marchés pilotes bas-carbone au niveau européen

La récente proposition de la Commission européenne de révision des normes portant sur l'émission CO₂ des voitures (dites normes CAFE) a ouvert la **possibilité d'un premier marché pilote sur l'acier bas-carbone contenu dans les voitures**. A 2035, les constructeurs automobiles pourraient réduire de 7% leurs objectifs de réduction des émissions des moteurs de véhicules neufs à condition de compenser par l'usage d'« acier vert Made in EU ».

Cette initiative peut avoir **un impact important pour la prise de FID en France et en Europe sur des projets d'acier primaire très bas carbone (near zero)**.

Néanmoins, telle que proposée, si la flexibilité était utilisée à son maximum par les constructeurs, les volumes entraînés resteraient insuffisants pour décarboner l'acier primaire automobile et structurer une chaîne de valeur européenne du DRI-H₂ (voir schéma ci-après). Enfin, la mesure apporte un impact trop tardif (2035). Dans ce cadre, la France doit s'engager dans la négociation de la révision des normes CAFE et de l'Industrial Accelerator Act pour assurer certains éléments essentiels de design :

1. **Dans l'Industrial Accelerator Act**, adopter une définition de l'« acier Made in EU » qui

- implique la réalisation de l'étape de DRI au sein de l'Union. Sans cette intervention dans l'IAA, les fours à arc électrique pourront qualifier leur production d'européenne tout en ayant utilisé de la briquette de fer importée de pays tiers ;

2. **Assurer que ce marché pilote ne porte que sur de l'acier primaire**. A noter que cela laisse la place à l'acier recyclé jusqu'au plafond technique envisagé de 35% dans l'automobile : les deux sont des voies complémentaires de décarbonation et d'indépendance ;

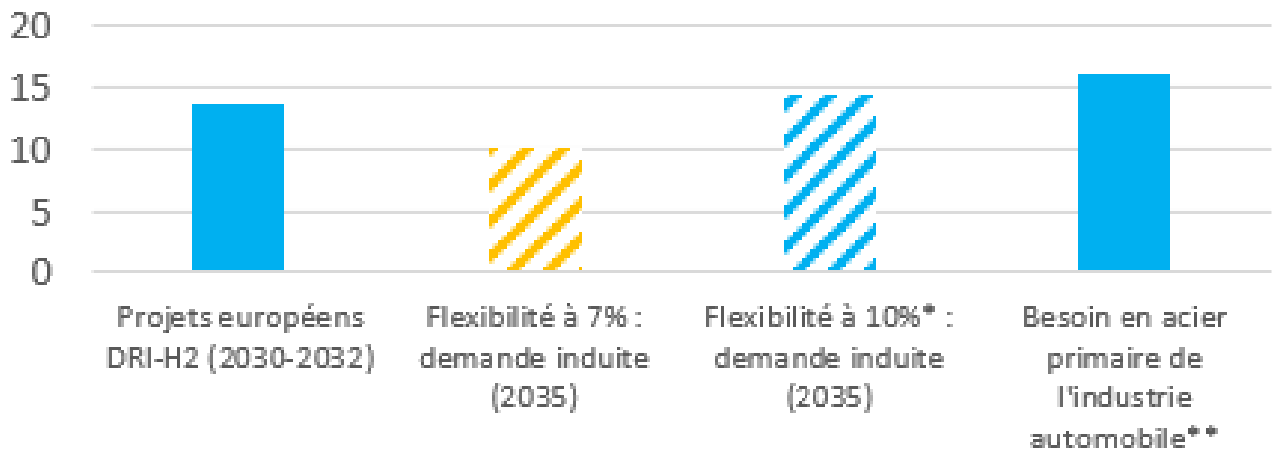
3. **Créer un premier marché pour l'acier automobile bas-carbone dès 2030**, montant progressivement jusqu'en 2035 ;

4. **A 2035, remplacer la flexibilité de 3% sur les carburants** déjà couverte par d'autres mécanismes européens ou nationaux par une extension du quota acier à 10%.

France Hydrogène recommande l'intégration au plan de cet engagement politique pour ces mesures européennes.

Les projets hydrogène à vocation industrielle

Acier near zero dans l'industrie automobile : offre, besoin maximal, et demande liée aux normes CAFE



L'intégration au plan d'électrification des recommandations budgétaires et réglementaires présentées dans cette partie constitue une condition préalable à l'investissement **dans des projets structurants pour la souveraineté industrielle, alimentaire et énergétique.**

Elle permettrait non seulement de **sécuriser les projets aujourd'hui identifiés** mais aussi d'ouvrir la voie à une **nouvelle génération d'investissements** fondés sur des sites greenfields intégrés, conçus dès l'origine **sans dépendance aux intrants fossiles et capables d'ancrer durablement sur le territoire de nouvelles chaînes de valeur.**

La constitution de marchés pilotes bas-carbone, au niveau français comme européen, sera à cet égard un outil politique déterminant pour permettre le passage à l'échelle de ces filières sans générer de surcoûts prohibitifs pour le consommateur final.

Combiné à un soutien public ciblé, ce cadre

permettrait de positionner les acteurs industriels français comme de futurs exportateurs sur le marché unique.

Au-delà des projets liés à l'ammoniac ou à la sidérurgie, cette dynamique pourrait également **favoriser l'émergence d'unités de production de e-méthanol à vocation industrielle.**

Cette molécule constitue un **intermédiaire stratégique pour la chimie — notamment dans le développement de filières plastiques non fossiles** — et représente un levier supplémentaire de réindustrialisation, de substitution aux importations fossiles et de montée en gamme des productions nationales.

À défaut de telles politiques, il faudra **assumer politiquement et industriellement le risque de délocalisation de ces projets et le renforcement de dépendances extérieures** dans un contexte déjà marqué par la désindustrialisation.

PROJETS ET OBJECTIFS				
Nombre de projets	Potentiel de consommation électrique (TWhe)		Puissance d'électrolyse (MW)	
	Projets actuels	Cohérence SNH	Projets actuels	Cohérence SNH
11	27,5*	26**	3550	3400
CONCRETISER LE POTENTIEL				
Objectif	Recommandation			
Favoriser la contractualisation entre les producteurs d'e-SAF et les compagnies aériennes ou distributeurs de carburants conventionnels	<u>Mettre en place un mécanisme de sécurisation des revenus (CfD autofinancé) sur les e-SAF</u>			

*Besoins électriques calculés à partir des volumes d'hydrogène électrolytique déclarés des projets.

**Besoins électriques calculés à rebours, i.e à partir des capacités d'électrolyse nécessaires pour atteindre les objectifs de la SNH, considérant un fonctionnement de 7500h/an des électrolyseurs.

Aux côtés de la maîtrise de la demande (efficacité énergétique des avions, et sobriété d'usage), la décarbonation du secteur aérien passera par le développement des carburants d'aviation durable (SAF) :

- **Biocarburants avancés (bioSAF)**, fabriqués à partir de biomasse de source durable ;
- **Carburants de synthèse (e-SAF)** produits à partir d'hydrogène électrolytique et de CO₂ biogénique.

Plus compétitif, **le recours à la biomasse fera toutefois l'objet de tensions structurelles au cours des années à venir et d'enjeux de priorisation de l'usage des sols.**

En ce sens, **le développement des e-SAF est physiquement incontournable** pour décarboner le secteur aérien.

Le développement d'une filière de production de carburants de synthèse sur le sol français a un double intérêt :

- **décarboner un secteur** pour lequel le renchérissement à terme des coûts est socialement plus acceptable que d'autres secteurs ;
- **créer une nouvelle filière avec un fort potentiel exportateur** qui contribue notamment à réduire le déficit de la balance énergétique (700M€ à 2035 selon le cabinet d'études BDO)

Pour développer les carburants de synthèse aériens (e-SAF), la France dispose de plusieurs atouts clés :

- **son mix électrique décarboné et une forte disponibilité en CO2 biogénique** grâce aux industries sucrières et papetières ;
- **un écosystème industriel aéronautique et des hubs aéroportuaires forts**, liés à des infrastructures critiques (raffineries, canalisations pétrolières et dépôts ...) ;
- **un cadre réglementaire européen sécurisé favorable à l'investissement** : le règlement ReFuel EU Aviation prévoit une trajectoire de quotas d'incorporation de carburant (SAF) et de sous-quotas de carburants d'aviation durables synthétiques (e-SAF) produits à partir d'hydrogène électrolytique.

Aujourd'hui, la France dispose du deuxième portefeuille de projets d'e-SAF au monde, derrière la Chine. Si les conditions économiques et réglementaires sont réunies en 2026, elle peut se positionner comme l'un des leaders internationaux du secteur.

2^{ème} portefeuille mondial
projets e-SAF français

Sur la base des onze projets identifiés, la capacité nationale de production pourrait atteindre 550 kt/an à l'horizon 2030-2032 et dépasser 850 kt/an en 2035. Cette trajectoire implique une mobilisation significative d'hydrogène bas-carbone et renouvelable, estimée à 310 ktH₂/an en 2030-2032 et 480 ktH₂/an en 2035, correspondant à **un besoin électrique total de 26 TWh_e** pour l'électrolyse seule parmi les procédés industriels électrifiés (raffinage, CCS).

Toutefois, le cadre actuel ne permet pas de sécuriser l'investissement dans ces projets à forte intensité capitalistique :

- d'un côté, **les producteurs d'e-SAF ont besoin de sécuriser la vente de leur produit sur le long terme** (10 à 15 ans) ;
- de l'autre, **les compagnies aériennes ou distributeurs de carburants conventionnels ne peuvent prendre le risque d'acheter sur des périodes aussi longues** (risque que les prix du marché passent en-deçà du prix d'achat long terme, résultant en une perte sèche).

Il est urgent de **réconcilier ces temporalités** et rapports au risque des producteurs et consommateurs d'e-SAF par une intermédiation publique, qui soit neutre pour les finances de l'Etat.

Sans prise de décision d'investissement d'ici mi-2027 au plus tard, les projets ne pourront pas être prêts pour respecter le premier quota 2030 du règlement ReFuelEU Aviation, ce qui légitimera les attaques de certains acteurs sur les quotas e-SAF et menacera l'intégralité de la trajectoire sur laquelle sont assis les projets industriels mentionnés.

Aérien – recommandation n°1 : mettre en place un mécanisme de sécurisation des revenus (CfD autofinancé) sur les e-SAF

Pour offrir de la visibilité aux développeurs de projets e-SAF sans pénaliser les distributeurs de carburants ou les compagnies aériennes, le gouvernement anglais développe actuellement le *Revenue Certainty Mechanism* (stade avancé : consultation en cours sur les ultimes points de design).

France Hydrogène appelle à reproduire ce modèle en France. Le mécanisme fonctionnerait de la manière suivante :

1. **Début 2027, l'Etat passe un premier appel d'offres (AO) sur des volumes d'e-SAF pour 2030**, correspondant pour tout ou partie aux quotas de ReFuel EU Aviation. Les projets les plus compétitifs sont retenus à un prix sécurisé pendant 15 ans (à partir de la mise en service) de valeur p_{vente} .
2. **Les producteurs contractualisent librement avec leurs partenaires privés sur des contrats courts** (et qui vont donc tendre vers le prix de référence p_{ref} du marché des e-SAF) ;

2bis. Sur chaque année n de 2030 à 2045 (pour le premier AO), deux cas de figure sont possibles :

- $p_{vente} > p_{ref}$: alors l'Etat compense au producteur le différentiel. Le cas échéant, cette compensation est intégralement autofinancée par une contribution du secteur aérien (reposant sur les distributeurs de carburants conventionnels ou les billets d'avion), prévue dans la loi et dont le montant est anticipé en $n-1$. Elle est donc neutre pour les finances publiques.
- $p_{vente} < p_{ref}$: le producteur reverse la différence à l'Etat. Le mécanisme est positif pour les finances publiques.

France Hydrogène défend l'introduction d'un tel mécanisme dans le cadre du plan d'électrification en vue du prochain PLF, avec des travaux réglementaires préparatoires en 2026, pour un lancement du premier AO dès le début de l'année 2027. Au-delà, l'ensemble du cadre ReFuelEU Aviation sera compromis.

Aérien – recommandation n°1bis

A défaut d'un CfD e-SAF national, un dispositif strictement équivalent devra être conçu d'ici la mi-2027, au niveau national ou européen, afin d'apporter la visibilité prix et volumes indispensable à la bancabilité de projets représentant 26 TWh.

Si cette option n'était pas retenue, **un groupe de travail de haut niveau associant Administration et filière e-SAF devra être lancé sans délai pour aboutir, avant l'été, à un schéma opérationnel (Aérien – recommandation n°2).**

PROJETS ET OBJECTIFS

Nombre de projets	Potentiel de consommation électrique (TWh _e)		Puissance d'électrolyse (MW)	
	Projets actuels	Cohérence SNH	Projets actuels	Cohérence SNH
22	12,6*	22**	1630	2900

CONCRETISER LE POTENTIEL

Objectif	Recommandation
Créer de la prévisibilité économique pour les acteurs	Bien dimensionner le mécanisme IRICC en rehaussant la trajectoire d'incorporation d'hydrogène pour atteindre au moins 4,6 % en 2035, en cohérence avec les objectifs de la SNH
Objectif et recommandation transverse zéro-émission	
Réduire le coût total de possession d'un véhicule zéro-émission	Moduler les tarifs de péage autoroutiers via une composante CO ₂ et une forte réduction tarifaire pour favoriser les camions zéro-émission, comme en Allemagne et aux Pays-Bas

*Besoins électriques calculés à partir des volumes d'hydrogène électrolytique déclarés des projets.

**Besoins électriques calculés à rebours, i.e à partir des capacités d'électrolyse nécessaires pour atteindre les objectifs de la SNH, considérant un fonctionnement de 7500h/an des électrolyseurs.

Aux côtés de l'électrification directe, l'hydrogène est un vecteur de décarbonation particulièrement indiqué pour :

- **les raffineries et l'utilisation d'hydrogène électrolytique** pour la désulfuration des carburants ;
- **la mobilité routière lourde et intensive** grâce à son autonomie, les gains de charges utiles permis par rapport à la batterie ou encore la vitesse de rechargement des véhicules hydrogène.

- **le secteur maritime grâce à l'utilisation de carburants de synthèse ;**

Le principal enjeu pour les développeurs des projets liés à ces secteurs d'utilisation de l'hydrogène est d'avoir de la visibilité sur les différents marchés à horizon 2035 voire 2040. Cela doit passer par l'adoption de solutions neutres pour les finances publiques.

Pour ces trois secteurs, France Hydrogène recommande :

Raffinage, transport maritime, mobilité routière – recommandation : redimensionner le mécanisme de l'IRICC de 2031 à 2035

En France, il est prévu que le soutien au développement de l'hydrogène renouvelable et bas-carbone dans le raffinage, la mobilité routière et le transport maritime passe par le mécanisme extra-budgétaire incitant à la réduction de l'intensité carbone des carburants (IRICC), prévu dans le cadre du projet de loi d'adaptation au droit de l'Union Européenne (DDADUE).

Afin de donner de la visibilité aux producteurs d'hydrogène et leur permettre d'investir, le mécanisme IRICC prévoit une trajectoire d'incorporation d'hydrogène renouvelable et bas-carbone, avec un montant de pénalité spécifique en cas de non-respect de l'obligation.

Actuellement, à 2035 la proposition de l'Etat soumise à consultation est 3 fois inférieure au minima qu'il faudrait pour respecter l'objectif de déployer 8 gigawatts d'électrolyse fixé dans la Stratégie nationale hydrogène (SNH). Et ce malgré le développement de projets liés sur le territoire – et dont la réalisation dépend du quota.

Cette insuffisance entre également en contradiction forte avec les besoins du fret routier et du transport maritime (ici clairement identifiés via la feuille de route de décarbonation du secteur). Et avec le plan d'électrification : le projet d'IRICC gouvernemental à ce stade, c'est environ 7TWh_e à 2035 pour la production d'hydrogène ; la mise en cohérence de cet IRICC avec la SNH publiée par le gouvernement en avril 2025, et les autres objectifs sectoriels (notamment attractivité des grands ports maritimes français pour le soutage), entraînerait environ 20TWh_e pour la production d'hydrogène et de carburants maritimes.

France Hydrogène recommande que le plan d'électrification prévoie une réévaluation de la trajectoire post-2030 du quota hydrogène de l'IRICC, devant aboutir à minimum 4,6% en 2035.



Projet eM-Rhône, Elyse Energy

Les raffineries

Premier consommateur d'hydrogène fossile en France – avec environ 400 ktH₂ par an – le secteur du raffinage représente 10% des émissions industrielles françaises. Près des deux tiers de ces volumes d'hydrogène proviennent de co-productions internes aux procédés de raffinage ou à la pétrochimie associée, le solde étant issu de production dédiée à partir de gaz naturel importé.

La substitution de cet hydrogène fossile par de l'hydrogène bas-carbone et renouvelable est principalement envisagée pour les opérations de désulfuration des carburants, fortement consommatrices d'H₂. Sous l'effet des obligations du cadre de la Directive énergies renouvelables (RED3), les raffineries sont les activités les plus avancées :

- **Projet Normand'Hy (200 MW) d'Air Liquide en construction à Port-Jérôme** en Normandie, vise une mise en service en 2026 et constitue le premier projet industriel de cette envergure en France ;
- **Projet Masshylia (50 MW) porté par Engie et TotalEnergies sur la zone industrielle de Lavéra**, qui vise à couvrir les besoins propres de la raffinerie et à alimenter les usages industriels locaux.

Pour sécuriser l'équilibre économique de ces projets et garantir une mise en service sans délai, le lancement du mécanisme IRICC dès le début de l'année 2027 sera crucial.



Projet Normand'Hy, Air Liquide

Projets de production de carburants de synthèse maritime

La décarbonation du transport maritime présente deux opportunités économiques majeures pour la France :

- **lancer une production nationale de carburants de synthèse¹** adossée à un nouveau socle industriel ;
- **positionner les façades maritimes françaises et leurs grands ports maritimes au centre du paysage européen** du soutage des molécules décarbonées importées ou produites sur le territoire grâce à nos atouts infrastructurels et la disponibilité du foncier relativement aux ports européens « concurrents ».

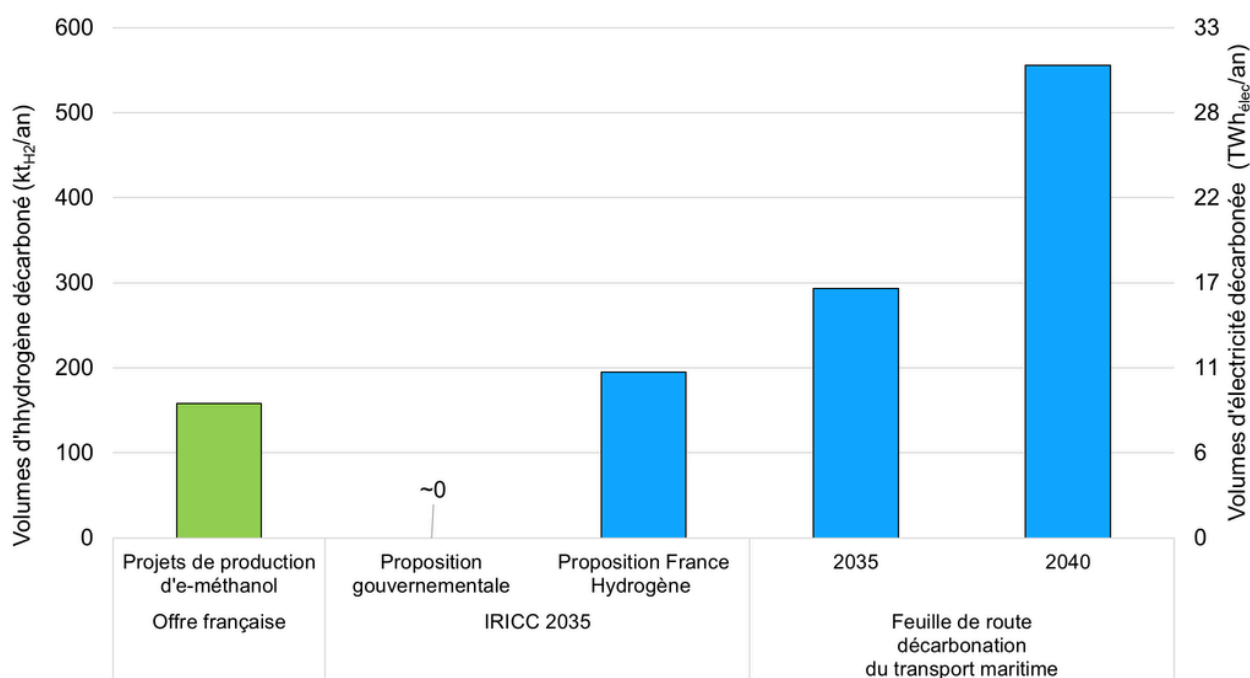
Ces deux opportunités sont par ailleurs étroitement liées dans leur déploiement.

La sécurité d’approvisionnement par une production nationale facilite l’investissement dans des infrastructures de soutage de nouvelles molécules par les ports, qui seront ensuite prêtes et attractives pour distribuer des molécules bas-carbone provenant d’autres géographies avec la massification des besoins.

Par ailleurs, **la production de e-méthanol à grande échelle comme carburant de synthèse peut également avoir un effet supplémentaire positif** sur l’investissement de futurs acteurs dans la chimie non-fossile en France.

En effet, le e-méthanol est une **molécule de base de certaines filières plastiques** aujourd’hui vitales pour notre économie.

Comparaison offre-demande en e-méthanol pour le maritime en France entre 2030 et 2035



¹Les carburants de synthèse maritimes sont produits à partir d'hydrogène électrolytique (e-ammoniac), couplés à du CO2 biogénique (e-méthanol, e-GNL ...).

Faire du fret routier un moteur du plan d'électrification

Le transport routier représente à lui seul près d'un tiers des émissions de gaz à effet de serre en France et concentre 97 % de la consommation de produits pétroliers énergétiques importés, soit **un poids de 42 milliards d'euros dans la balance énergétique en 2024**.

Cette dépendance structurelle aux carburants fossiles **expose l'économie française à un risque inflationniste significatif en cas de choc sur les prix du pétrole**, avec des effets en cascade sur l'ensemble des chaînes logistiques et industrielles.

Au sein du transport routier, les poids-lourds ne représentent que 2% des immatriculations neuves mais environ 24% des émissions du secteur (chiffres SDES).

La transition du fret routier vers les véhicules zéro-émission (batteries et hydrogène) présente donc un potentiel d'électrification important – environ 60 TWh¹ – et à forte pilotabilité politique : quelques mesures ciblées pour rendre compétitifs les camions zéro-émission au regard du diesel, peuvent avoir des effets leviers majeurs.

Alors que le marché carbone doit prochainement être étendu aux secteurs du bâtiment et du transport via l'ETS-2, réussir la transition vers des camions zéro-émission permettrait de réduire significativement la demande de quotas sur ce nouveau marché.

Une telle stratégie contribuerait à limiter structurellement la hausse du prix du carbone pour les ménages, en particulier ceux dépendants d'un véhicule thermique ou d'un chauffage utilisant des combustibles fossiles, sans ralentir la trajectoire nationale de décarbonation.

Eclairage sur la mobilité H2

« Poids-lourds zéro-émission » désigne les véhicules électriques à batterie, ou à hydrogène (pile à combustible, ou combustion interne). Si la priorité est d'utiliser des véhicules à batterie car présentant un meilleur rendement énergétique global que des véhicules à hydrogène, sur le segment des poids-lourds et typologies d'usages intensives (poids lourds longue distance, autocars ou flottes captives fortement sollicitées), l'électrique à batterie ne permet pas de répondre à certains besoins opérationnels.

Pour répondre à ces besoins, l'hydrogène présente plusieurs avantages opérationnels : **autonomie élevée, ravitaillement en quelques minutes et moindre pénalisation**

de la charge utile par rapport à des batteries de très grande capacité.

Sur les longues distances et pour les charges lourdes, ces caractéristiques réduisent l'immobilisation des véhicules et préservent la productivité, deux paramètres économiques centraux pour le transport professionnel.

L'exemple chinois illustre cette logique de complémentarité : en parallèle de l'investissement massif dans la batterie, la Chine déploie également à grande échelle des véhicules hydrogène, avec plus de 30 000 unités déjà en circulation. Et la Chine a positionné l'hydrogène – avec une composante mobilité routière – dans les priorités stratégiques de son nouveau Plan quinquennal.

¹En considérant une conversion des 130TWh (chiffres SDES) de gazole en un mix 1/3 H₂ et 2/3 batterie

Du point de vue économique, le coût total de possession (TCO) d'un poids lourd repose principalement sur trois composantes :

1. Le coût d'achat d'un véhicule ;

2. Le coût du carburant : pour l'électricité comme pour l'hydrogène, un IRICC bien dimensionné permet de faire du carburant un poste de compétitivité par rapport au fossile (cf supra - recommandation IRICC) ;

3. Les tarifs de péage : poste de dépense significatif – entre 13 et 15% pour un poids lourd (voir [CNR](#)).

Pour ce dernier point, l'Allemagne et les Pays-Bas ont chacun établi une politique de modulation des tarifs de péage qui permet d'économiser entre 100 et 200k€ sur la durée de vie d'un camion zéro-émission :

- **Allemagne (Lkw-Maut)** : les camions électriques et à hydrogène bénéficient d'une exonération importante (75 %) de tarifs de péage jusqu'au 30 juin 2031. Cette mesure d'incitation massive est compensée par l'introduction, fin 2023, d'une surtaxe CO2 aux péages. Le système conduit à un gain de compétitivité d'environ 200k€ pour un camion zéro-émission longue distance par rapport à son équivalent diesel.
- **Pays-Bas (Vrachtwagenheffing)** : une taxe kilométrique débutera le 1er juillet 2026 sur les autoroutes et routes principales néerlandaises, avec un tarif réduit d'environ 80 % (soit ~3 cts/km contre ~17 cts pour le diesel) pour les camions électriques. Les recettes seront réinvesties dans un fonds de verdissement pour financer l'achat de véhicules lourds électriques et l'infrastructure de recharge aux Pays-Bas. Le système conduit à un gain de compétitivité d'environ 100k€ pour un camion zéro-émission longue distance par rapport à son équivalent diesel.



Station camion hydrogène Villabé, Hylika

Recommandation : créer une modulation des tarifs de péage pour les véhicules zéro émission

Le projet de loi-cadre des transports du Gouvernement prévoit une trajectoire obligatoire de recours à des camions zéro-émission pour les chargeurs. France Hydrogène salue cette mesure, mais appelle à la compléter en améliorant la compétitivité des solutions zéro-émission (ZEV) via une modulation des tarifs de péage. Concrètement, dans le modèle concédé français, cela impliquerait :

- **D'autoriser les concessionnaires d'autoroutes à exonérer les camions zéro-émission de 75% des tarifs de péage jusqu'en 2035 a minima**, et prévoir un remboursement par l'Etat de ces exonérations.
- **Créer une redevance sur l'ensemble des kilomètres parcourus sur autoroutes et routes nationales par des camions fossiles >16 tonnes** (grâce à un système existant de boîtiers GPS).
 - **Pour autofinancer** l'exonération des tarifs de péage pour les ZEV entre 2027 et 2035, **cette composante CO₂ n'aurait à être fixée qu'à 1c€/km (contre 15,5c€/km en Allemagne)**. Le système d'exonération autofinancé permettrait alors aux camions ZEV un gain de compétitivité représentant 9% du coût total de possession (TCO) d'un camion fossile, sur le segment longue distance.

- **Augmenter cette contribution à 3,5c€/km, maximiserait l'effet de levier sur le déploiement des camions ZEV :**

- Pour un camion ZEV longue distance, le **gain de compétitivité représenterait 11% du TCO d'un camion fossile**.
- Entre 2027 et 2035, cela devrait **générer environ 3 milliards d'euros de recettes fiscales** (net, une fois déduit le remboursement de l'exonération ZEV). Ces montants pourraient être réinvestis en partie dans le soutien au fret routier zéro-émission, tel que prévu aux Pays-Bas avec le système SWIM (soutien à l'achat de camions ZEV et à l'infrastructure de recharge électrique et ravitaillement hydrogène).

Neutre pour les finances publiques, conçue de manière à être lissée et ne créer aucun choc sur les transporteurs, **cette mesure entraînerait un gain de compétitivité majeur pour les ZEV, et ainsi accélérer l'électrification du fret routier**.

Assurer l'approvisionnement en électricité compétitif et prédictible pour les projets d'électrolyse

L'électrification industrielle — directe ou via l'hydrogène — ne changera d'échelle que si les industriels disposent d'une visibilité claire, stable et compétitive sur le prix de l'électricité à long terme.

Cet enjeu est structurant : pour l'hydrogène par électrolyse, l'électricité représente environ 70 % du coût de production. Autrement dit, le prix de l'électricité détermine le prix de l'hydrogène.

Des signaux favorables à court terme (marché spot) ou sur un horizon de 3 à 5 ans (e.g « produits rubans » d'EDF), ne suffisent pas à déclencher des projets mobilisant plusieurs centaines de millions d'euros d'investissements et amortis sur vingt ans.

Sans mécanisme sécurisant un approvisionnement électrique compétitif et prévisible dans la durée, l'électrification restera théorique.

La réussite du plan d'électrification repose donc sur la **capacité à rendre plus profond le marché de l'électricité.**

Recommandation : réviser le cadre de contractualisation avec les énergies renouvelables

Le plan d'électrification doit intégrer des mesures facilitant concrètement la contractualisation de long terme entre acteurs. **France Hydrogène recommande d'inscrire trois orientations prioritaires dans le plan d'électrification :**

- **Autoriser pleinement les projets hybrides CfD-PPA à participer aux appels d'offres**, conformément à l'évolution du cadre européen. Pour l'éolien en mer en particulier, étudier l'opportunité d'une répartition de la puissance par « ordre d'appel » plutôt qu'au prorata de l'énergie afin de créer des « rubans renouvelables » qui auraient une forte valeur pour des industriels électro-intensifs;

- **Étendre et simplifier la garantie de Bpifrance sur les PPA**, afin d'en faire un outil central d'électrification industrielle, en réduisant le risque de contrepartie et en facilitant la signature de contrats longs ;
- **Permettre un basculement encadré des CfD vers des contrats de long terme de type PPA**, avec un plafond de prix par rapport au CfD et une possibilité strictement limitée de retour au dispositif public en cas de défaillance du consommateur. L'objectif est de sécuriser les finances publiques tout en favorisant la contractualisation directe entre producteurs et industriels.

Reconduire et sécuriser la compensation des coûts indirects du carbone après 2030

La compensation des coûts indirects du carbone (ICC) vise à compenser, pour certains secteurs électro-intensifs exposés à la concurrence internationale, la part du prix de l'électricité liée au coût du carbone intégré dans le système européen d'échange de quotas (ETS). **Ce mécanisme, largement financé par les recettes issues des enchères de quotas, constitue un levier central de compétitivité industrielle et française pour les électro-intensifs.**

En France, l'ICC représente aujourd'hui un abattement de l'ordre de 20 à 30 €/MWh selon le prix du CO₂. Cette composante est intégrée dans les modèles économiques des projets d'électrification, en particulier dans les secteurs exposés. Elle conditionne directement la viabilité de nombreux investissements.

Toutefois, son efficacité comme signal d'investissement est fragilisée par deux incertitudes majeures. D'une part, la reconduction du dispositif au-delà de 2030 n'est pas encore formellement actée au niveau européen.

D'autre part, même en cas de réautorisation, son application nationale dépend de décisions budgétaires annuelles sans prévisibilité de long terme, difficilement compatibles avec des projets industriels décidés aujourd'hui, mis en service dans trois à quatre ans et amortis sur au moins quinze ans.

Enfin, **le non-cumul entre le MSP et l'ICC ne paraît pas approprié compte tenu du fait que ces deux aides n'adressent pas les mêmes enjeux.** En témoigne notamment l'appel d'offre Grands projets industriels de décarbonation (dit GPID) qui autorise le cumul et exclut l'ICC des aides prises en compte dans le contrôle ex ante de surrentabilité.

Recommandation : soutenir l'extension post 2030 de la compensation des coûts indirects du carbone (ICC) au niveau européen et sécuriser ce dispositif dans un cadre pluriannuel au niveau national

France Hydrogène recommande que le plan d'électrification :

- **affirme explicitement le soutien de la France à la reconduction du mécanisme ICC au-delà de 2030** au niveau européen et d'engager une action politique en ce sens dès 2026 ;
- **affecte sa mise en œuvre nationale dans une perspective pluriannuelle**, en l'inscrivant dans un cadre juridique et budgétaire stabilisé ;
- **autorise le cumul entre l'ICC et le MSP** (et/ou avec un autre dispositif de soutien plus adapté à la reconfiguration des projets d'hydrogène industriel autour de greenfields intégrés – cf Industrie – recommandation n°1).

Simplifier le développement des projets

La simplification et la sécurisation des délais contentieux constituent un enjeu central de la réindustrialisation y compris pour les projets industriels d'électrification directe et indirecte. De nombreux rapports publics convergent : l'allongement des délais administratifs et juridictionnels est devenu un facteur de risque majeur pour l'investissement productif.

Actuellement, les projets cumulent souvent plusieurs autorisations environnementales. Si le droit au recours est un principe fondamental, l'empilement des procédures et la succession des degrés de juridiction peuvent conduire à des délais de jugement de trois à cinq ans, parfois davantage. Or ces projets mobilisent des capitaux importants, dépendent de calendriers industriels contraints et sont exposés à des risques de marché (prix de l'énergie, coût du capital).

Chaque année de retard dégrade leur rentabilité, renchérit le besoin de soutien public et accroît le risque d'abandon ou de délocalisation.

Le cadre existant comporte déjà des aménagements. La déclaration d'utilité publique (DUP) des lignes électriques 400 kV de RTE, prise par décret en Conseil d'État, entraîne un traitement direct des recours par cette juridiction. De même, les projets qualifiés d'intérêt national majeur (PINM) bénéficient d'une présomption de raison impérative d'intérêt public majeur (RIIPM).

Toutefois, en pratique, **la majorité des autorisations environnementales associées à ces projets suivent encore un parcours contentieux classique (tribunal administratif, cour administrative d'appel, Conseil d'État), avec des délais longs et peu prévisibles.**

Recommandation : soutenir l'extension post 2030 de la compensation des coûts indirects du carbone (ICC) au niveau européen et sécuriser ce dispositif dans un cadre pluriannuel au niveau national

Afin de sécuriser les projets stratégiques tout en préservant le droit au recours, France Hydrogène propose l'introduction d'un encadrement procédural renforcé dans le cadre du plan d'électrification qui prévoit dans le cadre d'une nouvelle loi de :

- **confier au Conseil d'État une compétence en premier et dernier ressort pour les recours** dirigés contre les autorisations des projets qualifiés d'intérêt national majeur (ou d'un sous-ensemble clairement défini), afin de réduire le nombre de degrés de juridiction et d'obtenir une décision définitive dans des délais compatibles avec les impératifs industriels ;

- **Fixer un délai maximal de jugement** (par exemple six mois), garantissant une visibilité sur la durée des contentieux et limitant les effets dilatoires ;
- **Instaurer la cristallisation des moyens à une date fixée par le juge**, pour éviter l'introduction tardive de nouveaux arguments prolongeant artificiellement les procédures.

L'objectif n'est pas de restreindre l'accès au juge, mais d'assurer **un équilibre entre sécurité juridique, exigence environnementale et impératif d'électrification directe et indirecte.**