



Membre de



ÉCOLOGIE DU CARCASSONNAIS, DES CORBIÈRES ET DU LITTORAL AUDOIS

Association loi 1901 de vigilance environnementale créée en 1988, agréée pour la protection de l'environnement par le préfet de l'Aude au titre des articles L.141.1 et suivants et R.141.2 à R.141.20 c.env., et habilitée par le préfet de l'Aude à prendre part au débat sur l'environnement au titre des articles L.141.1 à L.141.3 et R.141.21 à R.141.26 c.env.

CONTRIBUTION DE L'ASSOCIATION ECCLA À LA CONCERTATION PRÉALABLE SUR LE PROJET BARMAR/H2MED 18/05/2026

Rédaction : Stéphane Thomas

Le dossier de concertation BarMar est un document de maître d'ouvrage : il défend un projet d'infrastructure déjà largement engagé. Cela ne l'invalide pas, mais impose une lecture exigeante. La question n'est pas de savoir si un tuyau est « vert » par nature. La question est de savoir ce qu'il transporte, comment cet hydrogène est produit, à qui il sert, et quelles émissions fossiles il remplace réellement.

BarMar ne doit pas recevoir un blanc-seing écologique ; il peut être soutenable seulement si son hydrogène est réellement renouvelable, additionnel, vérifiable, et réservé en priorité aux usages industriels où il remplace des procédés fossiles difficiles à électrifier.

SOMMAIRE

- Résumé
- Chiffres clés du projet
- 1. Le pari central : assez d'électricité renouvelable au bon moment
- 2. Le dimensionnement : un marché à créer, pas encore un marché stabilisé
- 3. Les usages industriels : décarboner ou prolonger le fossile ?
- 4. La gouvernance : ce qui fera la différence entre verdissement et transformation
- 5. Les enjeux propres à l'Occitanie
- 6. La position proposée
- 7. Questions à poser aux porteurs du projet
- Glossaire
- Sources principales

RESUME

BarMar est présenté comme le maillon central d'un corridor européen de transport d'hydrogène renouvelable entre la péninsule Ibérique, la France et l'Allemagne. Le projet prévoit une canalisation sous-marine d'environ 400 km entre Barcelone et Fos-sur-Mer, capable de transporter jusqu'à 2 millions de

tonnes d'hydrogène par an à partir de 2032, pour un budget annoncé proche de 2,1 milliards d'euros [S1, S2].

L'intérêt climatique n'est pas automatique. Le tuyau ne décarbone rien tout seul. Il ne devient utile que si l'hydrogène transporté remplace effectivement de l'hydrogène fossile, du coke, du gaz naturel ou des carburants fossiles dans des secteurs où l'électrification directe ne suffit pas. À l'inverse, il devient problématique s'il sert surtout à prolonger l'activité du raffinage fossile ou à créer de nouveaux usages énergivores.

La position écologiste défendable est donc conditionnelle : pas de rejet de principe des infrastructures de transition, mais pas d'acceptation naïve d'une promesse verte. Il faut demander des garanties sur quatre points : origine renouvelable de l'hydrogène, clients et volumes réellement engagés, hiérarchie des usages, et répartition du risque financier.

CHIFFRES CLES DU PROJET

Sujet	Chiffre	Lecture politique
Capacité maximale de BarMar	2 MtH2/an	C'est 2 milliards de kilogrammes d'hydrogène par an. C'est l'ordre de grandeur d'une infrastructure continentale, pas d'un projet régional.
Énergie contenue dans l'hydrogène	≈ 66,7 TWh/an	Calcul : 2 milliards de kg x 33,33 kWh/kg. Ce chiffre est l'énergie du H2 livré, pas l'électricité nécessaire pour le produire.
Électricité nécessaire à la production	100 à 130 TWh/an	Calcul à partir du dossier porteur : 50 à 65 kWh par kgH2. C'est l'équivalent de 11,4 à 14,8 GW électriques fonctionnant en continu toute l'année.
Eau consommée par électrolyse	≈ 18 millions de m3/an	Calcul : environ 9 tonnes d'eau par tonne de H2. Le sujet est moins énergétique que territorial : prélèvement, dessalement éventuel, rejets et acceptabilité.
Coût annoncé de BarMar	≈ 2,1 Md€	Estimation porteur. Les modalités de financement de la construction et le tarif régulé final ne sont pas encore connus publiquement.
Impact carbone de l'infrastructure	≈ 2,25 MtCO2e sur 40 ans	ACV publiée par le porteur pour conception, construction, exploitation et démantèlement. À pleine capacité sur 40 ans : environ 28 gCO2e/kgH2 transporté.
Émissions évitées annoncées	1 à 2 GtCO2e sur 40 ans	Soit 25 à 50 MtCO2e/an en moyenne. Ce chiffre reste conditionnel : il dépend des usages réellement remplacés.
Signal de marché	168 entreprises, 528 projets	Résultat de l'AMI 2024. C'est un signal d'intérêt, pas encore une réservation ferme de capacité.
Projection de demande européenne	6,7 Mt en 2030 ; 20,4 Mt en 2050	Chiffres issus de l'étude BIP mobilisée par les porteurs. Ils décrivent un marché potentiel, pas des contrats signés.
Contexte mondial hydrogène	97 Mt produites en 2023, < 1 % bas-carbone	L'hydrogène propre reste marginal dans le monde. Le passage à l'échelle est donc un pari industriel lourd [S6].
Espagne	56 % d'électricité renouvelable en 2024 ; objectif 160 GW renouvelables en 2030	L'ordre de grandeur ibérique est plausible, mais cela ne prouve pas que 100 à 130 TWh/an seront disponibles pour BarMar en 2032 [S3, S4].

1. LE PARI CENTRAL : ASSEZ D'ELECTRICITE RENEUVELABLE AU BON MOMENT

Le point faible du projet n'est pas l'existence d'un tuyau. C'est la preuve que l'Espagne et le Portugal pourront produire, au bon moment, un volume massif d'hydrogène renouvelable sans retirer de l'électricité bas-carbone aux autres besoins de décarbonation.

Le projet repose sur un présupposé central : la péninsule Ibérique disposera rapidement de capacités renouvelables suffisantes pour produire de l'hydrogène à grande échelle, à un coût compétitif, et pour l'exporter vers la France et l'Allemagne. Ce présupposé n'est pas absurde : l'Espagne a déjà fortement développé ses renouvelables, et son plan national énergie-climat vise 76 GW de photovoltaïque, 62 GW d'éolien, 22,5 GW de stockage et 12 GW d'électrolyseurs en 2030 [S3, S4].

Mais l'ordre de grandeur est considérable. À pleine capacité, BarMar suppose 100 à 130 TWh d'électricité par an pour produire les 2 MtH2 transportables. Cela représente plus que la production annuelle d'électricité de nombreux pays européens. La question n'est donc pas seulement : « l'Espagne a-t-elle du soleil et du vent ? » La vraie question est : « quelles capacités nouvelles, précisément, seront construites pour cet hydrogène, à quel calendrier, avec quels contrats, et avec quel contrôle horaire ? »

Il faut aussi tenir compte du contexte européen. La Cour des comptes européenne a jugé en 2024 que les objectifs européens de production et d'importation d'hydrogène renouvelable pour 2030 n'étaient pas clairement définis, étaient davantage tirés par la volonté politique que par une analyse robuste, et avaient peu de chances d'être atteints à cette échéance [S5]. L'Agence internationale de l'énergie rappelle de son côté que la production mondiale d'hydrogène a atteint 97 Mt en 2023, mais que moins de 1 % était bas-carbone [S6].

Notre lecture doit donc être équilibrée. Oui, 100 à 130 TWh/an peuvent devenir plausibles à l'échelle ibérique dans les prochaines décennies. Non, cette plausibilité ne vaut pas preuve que BarMar sera alimenté dès 2032 par un hydrogène renouvelable, additionnel et traçable. C'est précisément ce passage de la possibilité à la preuve qui doit être demandé aux porteurs du projet.

2. LE DIMENSIONNEMENT : UN MARCHE A CREER, PAS ENCORE UN MARCHE STABILISE

L'AMI montre que beaucoup d'acteurs s'intéressent au corridor. Il ne prouve pas encore que des clients achèteront 2 MtH2/an au prix nécessaire pour rentabiliser l'infrastructure.

BarMar est dimensionné pour 2 MtH2/an. Les porteurs mettent en avant l'Appel à Manifestation d'Intérêt (AMI) lancé en 2024 : 168 entreprises ont répondu, pour 528 projets le long du corridor H2med [S1]. C'est un signal de marché sérieux. Mais ce n'est pas encore un carnet de commandes : un intérêt déclaré ne remplace pas des contrats fermes, des volumes réservés, des prix connus et une durée d'engagement.

Le dossier reprend également les projections de l'étude BIP commandée par la Commission européenne : la demande européenne adressable par le corridor est présentée à 6,7 MtH2 en 2030 et 20,4 MtH2 en 2050 [S1]. Ces chiffres donnent une vision de marché. Ils ne disent pas, à eux seuls, quels industriels achèteront effectivement l'hydrogène, à quel prix, ni sur quelle durée.

Le dossier reconnaît lui-même que la décision finale d'investissement dépendra d'engagements de producteurs et de consommateurs. C'est un point important : si la décision finale d'investissement exige des contrats, cela signifie que le marché n'existe pas encore à la hauteur requise. Il est en construction.

Le risque financier doit être regardé politiquement. Le coût annoncé est de l'ordre de 2,1 Md€. Les études bénéficient d'une subvention européenne de 28,3 M€ couvrant 50 % de certaines études d'ingénierie, mais la construction n'est pas encore financée dans ses modalités finales [S1].

Le projet relève d'une logique de réseau régulé : si la demande réelle est inférieure aux prévisions, la question devient alors de savoir qui supporte le risque. Les actionnaires ? Les usagers du réseau ? Les consommateurs via les tarifs régulés ? Les finances publiques européennes ?

3. LES USAGES INDUSTRIELS : DECARBONER OU PROLONGER LE FOSSILE ?

L'hydrogène renouvelable est utile quand il remplace un usage fossile indispensable et difficile à électrifier. Il est contestable s'il sert à donner une image verte à des activités dont la sortie doit être organisée.

Le cœur du débat n'est pas seulement la production d'hydrogène. C'est son usage final. Le dossier rappelle qu'en Europe la consommation d'hydrogène atteignait environ 7,9 Mt en 2024, dont 4,5 Mt pour le raffinage [S1]. Les secteurs visés par les porteurs sont le raffinage, la chimie, les engrais, la sidérurgie et les carburants d'aviation durables. Certains usages sont solides écologiquement : remplacer l'hydrogène fossile dans la chimie ou les engrais, remplacer le coke dans certains procédés sidérurgiques, ou produire des carburants de synthèse lorsque l'électrification directe est impossible.

Le raffinage est plus problématique. Aujourd'hui, l'hydrogène y sert surtout à produire ou traiter des carburants fossiles. Remplacer de l'hydrogène gris par de l'hydrogène renouvelable y réduit des émissions industrielles, mais peut aussi prolonger une activité dont le produit final reste incompatible avec la sortie des hydrocarbures. C'est pourquoi la Cour des comptes française recommande de mettre en oeuvre et contrôler l'exclusion de la production d'hydrogène destinée au raffinage de tout bénéfice du mécanisme budgétaire de soutien à la production [S7].

Il faut donc éviter une formule trop simple. Dire que l'hydrogène renouvelable dans le raffinage ne sert à rien serait faux : il peut réduire des émissions. Dire qu'il suffit à rendre le raffinage compatible avec le climat serait tout aussi faux. La ligne politique défendable est la suivante : pas de priorité publique pour le raffinage fossile ; priorité aux usages industriels qui transforment réellement le système productif.

4. LA GOUVERNANCE : CE QUI FERA LA DIFFERENCE ENTRE VERDISSEMENT ET TRANSFORMATION

La même infrastructure peut servir deux trajectoires opposées : une vraie transformation industrielle, ou un simple habillage vert. La différence se joue dans les règles d'accès, les contrats et le contrôle public.

BarMar peut être un outil de transformation si le corridor donne la priorité aux usages qui remplacent les procédés fossiles difficiles à électrifier : acier, chimie de base, ammoniac et certains carburants de synthèse. Il peut devenir un simple outil de verdissement s'il alimente principalement des usages qui prolongent les hydrocarbures sans plan de sortie.

Le dossier indique que l'accès à la canalisation sera non discriminatoire et régulé. C'est logique pour un réseau. Mais la non-discrimination commerciale ne suffit pas à garantir une transformation écologique. Un réseau peut être ouvert à tous et, malgré cela, servir surtout les acteurs qui ont le plus de capacité financière, pas nécessairement les usages les plus utiles pour le climat.

La gouvernance doit donc ajouter une exigence politique à la règle de marché : rendre publics les usages prioritaires, les volumes contractualisés par secteur, les critères de certification de l'hydrogène, et les mécanismes de contrôle. Les règles européennes sur l'hydrogène renouvelable imposent déjà l'additionnalité, la corrélation temporelle et la corrélation géographique pour éviter qu'une production d'hydrogène ne fasse indirectement augmenter la production fossile d'électricité [S8]. Ces principes doivent être rendus vérifiables dans le cas concret de BarMar.

5. LES ENJEUX PROPRES A L'OCCITANIE

L'Occitanie ne doit pas être seulement un territoire de passage. Elle doit pouvoir vérifier les impacts locaux, obtenir des garanties environnementales, et éviter que les bénéfices industriels soient captés ailleurs pendant que les contraintes locales restent sur place.

Le projet concerne directement le littoral méditerranéen et l'Occitanie par les études de tracé, les atterrages, les activités maritimes et les effets possibles sur la pêche. Le dossier prévoit l'enfouissement de

la canalisation afin d'éviter des restrictions permanentes sur les activités de pêche, mais reconnaît des restrictions temporaires en phase de construction [S1]. Cela appelle une vigilance indépendante, notamment sur les zones déjà fragilisées et sur les interactions avec les autres usages de la mer.

La cohérence avec l'éolien flottant doit aussi être suivie. Le dossier indique que le tracé prend en compte les zones de développement éolien en mer [S1]. Ce point ne doit pas être lu seulement comme une contrainte technique résolue : il pose la question plus large de la planification de l'espace maritime méditerranéen, entre énergie, biodiversité, pêche, transport et paysages.

La question de l'eau est surtout située en amont, côté production d'hydrogène. Pour 2 MtH₂/an, la consommation directe d'eau par électrolyse est de l'ordre de 18 millions de m³/an. Ce volume n'est pas l'obstacle énergétique principal, mais il devient politiquement important dans des territoires soumis au stress hydrique. Si l'eau vient du dessalement, il faudra documenter les prélèvements, les rejets de saumures, les consommations électriques associées et les impacts littoraux.

6. LA POSITION PROPOSEE

La bonne position n'est ni un oui de principe, ni un non de principe. Dans une perspective de prospérité écologique, BarMar doit être jugé sur les conditions réelles de son fonctionnement.

Nous devons nous opposer au projet si...

- les porteurs ne démontrent pas l'origine réellement renouvelable, additionnelle et contrôlable de l'hydrogène;
- le projet alimente prioritairement le raffinage fossile ou des usages qui prolongent les hydrocarbures ;
- les clients, les volumes, les prix et la durée des engagements restent insuffisamment publics ;
- le risque financier est socialisé sans transparence, via les tarifs régulés ou des soutiens publics mal ciblés ;
- les impacts locaux sur la mer, la pêche, les milieux naturels et l'eau sont traités comme de simples variables d'ajustement.

Nous pouvons soutenir le principe du corridor si...

- l'hydrogène transporté respecte des règles strictes de certification renouvelable, avec additionnalité, corrélation temporelle et corrélation géographique ;
- les usages prioritaires sont explicitement orientés vers l'acier, la chimie, les engrais et les usages industriels difficiles à électrifier ;
- le raffinage fossile est exclu des bénéficiaires prioritaires de soutien public ;
- les contrats d'accès et les volumes par secteur sont publiés à un niveau compatible avec le secret industriel mais suffisant pour le contrôle démocratique ;
- la décision finale d'investissement est conditionnée à des preuves de marché et à des garanties environnementales vérifiables.

La prospérité écologique n'est pas contre les infrastructures de transition. Elle est contre les infrastructures qui utilisent la transition comme prétexte pour prolonger les modèles carbonés. BarMar peut être l'une ou l'autre chose. La concertation doit permettre de trancher par les preuves.

7. QUESTIONS A POSER AUX PORTEURS DU PROJET

Question	Pourquoi cette question est décisive
Quels producteurs fourniront l'hydrogène, sur quels sites, avec quelles capacités renouvelables associées ?	Pour distinguer un potentiel général ibérique d'une alimentation réelle de BarMar.
Quelle part des 2 MtH2/an est déjà couverte par des engagements fermes, et quelle part relève seulement de l'AMI ?	Pour mesurer le risque de surdimensionnement et la solidité économique du projet.
Quels seront les usages finaux par secteur : raffinage, chimie, engrais, sidérurgie, aviation, autres ?	Pour savoir si BarMar décarbone des usages difficiles à électrifier ou prolonge des secteurs fossiles.
Le raffinage fossile sera-t-il exclu des usages prioritaires et des mécanismes de soutien public ?	Pour aligner le projet sur la recommandation de la Cour des comptes française.
Comment seront vérifiées l'additionnalité, la corrélation temporelle et la corrélation géographique de l'électricité renouvelable utilisée ?	Pour éviter que l'électrolyse ne déplace indirectement de l'électricité bas-carbone déjà utile ailleurs.
Quel sera le tarif de transport, et qui paiera si la canalisation est sous-utilisée ?	Pour comprendre la répartition du risque entre industriels, gestionnaires de réseau, consommateurs et argent public.
Quels scénarios d'utilisation ont été retenus pour annoncer 1 à 2 GtCO2e évitées sur 40 ans ?	Pour passer d'un chiffre de communication à une preuve auditable.
Quels dispositifs indépendants de suivi environnemental seront mis en place sur la pêche, les fonds marins, les zones protégées et les chantiers ?	Pour garantir que les impacts locaux ne soient pas évalués uniquement par les porteurs du projet.
Quelle articulation concrète est prévue avec l'éolien flottant, les ports, les réseaux électriques et les autres usages de la mer en Méditerranée ?	Pour éviter une addition de projets non coordonnés sur le même espace maritime.

Dit autrement, il faut exiger :

1. La publication des contrats d'engagement fermes (pas d'intentions) avant toute FID.
2. Une clause d'exclusion explicite du raffinage fossile dans les critères d'accès prioritaires.
3. Une étude indépendante sur l'origine de l'eau nécessaire à la production des 2 Mt d'H2.
4. Un mécanisme de garantie financière protégeant les usagers du réseau en cas de sous-utilisation.

GLOSSAIRE RAPIDE

Terme	Explication simple
ACV	Analyse de cycle de vie : méthode qui additionne les impacts d'un projet depuis sa conception jusqu'à son démantèlement.
Additionnalité	Principe selon lequel l'électricité utilisée pour produire l'hydrogène doit venir de nouvelles capacités renouvelables, et non détourner une électricité déjà utile au réseau.
AMI	Appel à manifestation d'intérêt : consultation d'acteurs pour connaître leur intérêt potentiel. Ce n'est pas un contrat ferme.
CO2e	Équivalent CO2 : unité qui additionne les gaz à effet de serre en les ramenant à leur effet climatique comparable à celui du CO2.
Électrolyse	Procédé qui utilise de l'électricité pour séparer l'eau en hydrogène et oxygène.
Électrolyseur	Équipement industriel qui réalise l'électrolyse de l'eau pour en extraire l'hydrogène.
EnR	Énergies renouvelables : solaire, éolien, hydraulique, biomasse, etc.
FID	Final Investment Decision : décision finale d'investissement. C'est le moment où les acteurs décident réellement de construire.
GW / TWh	Un gigawatt est une puissance. Un térawattheure est une quantité d'énergie. 1 TWh = 1 milliard de kWh.
H2	Dihydrogène, souvent appelé hydrogène dans les documents énergie.
Hydrogène gris	Hydrogène produit à partir de combustibles fossiles, généralement du gaz naturel, avec de fortes émissions de CO2.
Hydrogène renouvelable	Hydrogène produit avec de l'électricité renouvelable, selon les critères européens applicables.
MIE / CEF	Mécanisme pour l'interconnexion en Europe / Connecting Europe Facility : outil de financement européen des infrastructures.
MtH2/an	Million de tonnes d'hydrogène par an.
PCI / PIC	Projet d'intérêt commun européen : statut facilitant l'instruction et l'accès potentiel à certains financements.
RED III	Directive européenne sur les énergies renouvelables révisée.
RFNBO	Renewable Fuel of Non-Biological Origin : carburant renouvelable d'origine non biologique, catégorie européenne incluant l'hydrogène renouvelable sous conditions.

SOURCES PRINCIPALES

Les chiffres du projet sont ceux des porteurs, sauf lorsqu'ils sont explicitement indiqués comme calculs. Les calculs sont des conversions d'unités : ils ne remplacent pas une étude d'ingénierie.

[S1] **BarMar / H2med**. Dossier de concertation préalable du public, plaquette d'information et mémo de concertation, documents du maître d'ouvrage.

[S2] **H2med Project**. Page officielle BarMar : capacité 2 MtH2/an, 400 km, budget, calendrier. [Lien](#)

[S3] **Red Eléctrica**. Renewable energies generated 56% of Spain's electricity mix in 2024, communiqué du 19 décembre 2024. [Lien](#)

[S4] **MITECO / Espagne**. Actualisation du PNIEC 2023-2030 : objectifs photovoltaïque, éolien, stockage et électrolyseurs. [Lien](#)

[S5] **Cour des comptes européenne**. Special Report 11/2024, The EU's industrial policy on renewable hydrogen. [Lien](#)

[S6] **Agence internationale de l'énergie**. Global Hydrogen Review 2024, chiffres mondiaux de production d'hydrogène et statut des projets. [Lien](#)

[S7] **Cour des comptes française**. Le soutien au développement de l'hydrogène décarboné, rapport publié le 5 juin 2025. [Lien](#)

[S8] **Commission européenne**. Renewable hydrogen : critères d'additionnalité, de corrélation temporelle et de corrélation géographique pour les RFNBO. [Lien](#)