



Déploiement de l'hydrogène dans les zones industrialo-portuaires

Clément Athias¹

23 avril 2020

Résumé

L'objectif de ce rapport est de présenter le potentiel de l'hydrogène dans la décarbonation de larges bassins industriels portuaires. Pour montrer comment l'hydrogène peut s'insérer dans ces écosystèmes industriels, nous nous appuyons sur l'étude de deux projets en cours de développement, dans le port de Rotterdam aux Pays-Bas (projet H-Vision), et à Liverpool au Royaume-Uni (projet HyNet NW) en nous intéressant à l'ensemble de leur chaîne de valeur, de la production de l'hydrogène à son utilisation finale. D'autres projets sont présentés plus succinctement (à Cork en Irlande, à Saint-Jean-de-Folleville en Normandie et à Fos-sur-Mer en région PACA). Il ressort de cet examen que le développement de l'hydrogène « bleu », produit par reformage du gaz naturel avec captage et stockage du CO₂, dans les zones industrialo-portuaires (ZIP) constitue une opportunité stratégique pour amorcer le développement à grande échelle de l'hydrogène. Ces projets permettent une décarbonation massive dès 2026, de l'ordre de plusieurs millions de tonnes de CO₂ par an, et une décarbonation supplémentaire à partir de 2030 grâce à l'extension de leur périmètre initial d'application. Cependant, la faisabilité de ces projets est très fortement dépendante de l'aide financière que l'État peut leur apporter et du mécanisme choisi pour couvrir une partie des risques, notamment sur l'évolution des prix du CO₂ sur le marché ETS, qui permet de valoriser les bénéfices liés à la baisse des émissions des industriels.

¹ Stage effectué sous la supervision de Jean-Pierre Ponssard dans le cadre de la quatrième année de mon cursus à l'École Normale Supérieure de Lyon. Courriel : clement.athias@gmail.com

Points saillants

1. Une réduction significative des émissions de CO₂ est possible dès 2026, de 1 à 2 Mt/an et avec une augmentation jusqu'à 4 Mt/an à partir de 2030 ;
2. La production d'hydrogène par reformage du gaz naturel avec captage et stockage du CO₂ permet de produire massivement de l'hydrogène (entre 1 et 3 GW_e) et de répondre ainsi à la forte demande énergétique dans les ZIP. Le procédé ATR (*Auto-Thermal Reforming*) est privilégié au procédé SMR, principalement pour des raisons d'efficacité énergétique (nous discutons de ce point dans la Section 5.1) ;
3. L'hydrogène « bleu » est ici mobilisé comme une stratégie de transition vers l'hydrogène « vert », produit par électrolyse, en attendant une baisse des coûts et une plus grande maturité technologique de ce mode de production. Les infrastructures et les équipements industriels développés pour l'hydrogène « bleu » profiteront à l'hydrogène « vert » puisqu'ils ne dépendent pas de l'origine de l'hydrogène. Ces zones ambitionnent de devenir des *hubs* de l'hydrogène. Nous explorons comment les projets de Rotterdam (Section 2.7) et de Liverpool (Section 3.6) constituent une opportunité qui va au-delà de leur périmètre initial d'application.
4. L'hydrogène bleu s'introduit dans les ZIP par insertion dans la chaîne de valeur du gaz naturel, ce qui résout le problème de la poule et de l'œuf de l'offre et de la demande (nous clarifions cette insertion dans la Section 1). L'hydrogène remplace le gaz naturel pour produire de la chaleur pour l'industrie, pour le chauffage domestique (*blending*) et pour les centrales électriques. Cependant, la décarbonation des processus chimiques industriels (hors production de chaleur) n'est pas envisagée. L'usage pour la mobilité est considéré à plus long terme à Liverpool, mais pas à Rotterdam.
5. Les projets que nous avons examinés se déroulent sur plusieurs dizaines d'années. Ils nécessitent des investissements importants et génèrent des coûts et recettes incertaines associés notamment à l'évolution du prix du gaz et des prix du CO₂ sur l'ETS. Un calcul de coût d'abattement montre qu'ils peuvent néanmoins être socialement bénéfiques. En l'absence d'un prix social du carbone, ils ne sont pas économiquement rentables et ont besoin d'une aide de l'État pour pouvoir se développer.
6. Il existe une grande diversité d'approches dans les ZIP, en fonction des conditions locales. Certaines ZIP misent sur le potentiel de l'hydrogène bleu comme à Rotterdam, à Liverpool mais aussi à Cork en Irlande (Section 4.1). D'autres, comme en témoigne le projet H2VN en Normandie (Section 4.2), misent plutôt sur le développement de l'hydrogène vert. À Fos-sur-Mer (Section 4.3), ZIP très polluée, quelques initiatives ont émergé au cours des dernières années notamment pour la récupération de l'hydrogène fatal, mais aucune n'est d'envergure comparable aux deux projets étudiés dans ce rapport.

Remerciements et avant-propos

Je tiens à remercier Jean-Pierre Ponssard pour son accompagnement tout au long de mon stage, pour son aide à la rédaction de ce rapport, et enfin pour la liberté qu'il m'a accordée dans mes activités de recherches. Je tiens également à remercier Pascal Peres (EDF), Pascal Galichon (Grand Port Maritime du Havre), Loïc Millois (Ministère de la Transition Écologique et Solidaire), Frédéric de Goyon (ENGIE), Claude Heller (Air Liquide), Thomas Gauby (AFHYPAC), Flavien Pasquet (Capenergies) et Paul Lucchese (Capenergies) pour les informations qu'ils m'ont apportées au cours de mes recherches.

Inspiré par une étude antérieure sur les mécanismes de coopération des villes dans le déploiement de la mobilité hydrogène, ce stage devait initialement porter sur l'étude des mécanismes de coopération des ports pour mener à bien la transition énergétique dans le secteur maritime. Cependant, à l'issue d'un mois et demi de recherches sur le thème, il m'a semblé que les efforts de décarbonation du secteur étaient trop peu prononcés. L'aspect international de la mobilité maritime complexifie l'approche. L'instance onusienne responsable du secteur, l'Organisation Maritime Internationale (OMI), fait encore trop peu d'efforts pour respecter son objectif de long terme de réduction des émissions de CO₂ de 50% en 2050 par rapport en 2008, ce qui n'incite ni les armateurs ni les autorités portuaires à agir en faveur d'une réduction de leurs émissions de CO₂. Selon les prédictions de l'OMI, le trafic maritime international doit croître entre +50 et +250% d'ici 2050 [1], cependant, elle n'a encore imposé aucune réglementation sur les émissions de CO₂ contrairement aux émissions de SO_x et de NO_x pour lesquelles des seuils réglementaires existent.

Parmi les carburants alternatifs envisageables, un seul se dessine nettement : le gaz naturel liquéfié (GNL). Je pense que c'est une mauvaise nouvelle pour l'empreinte carbone du secteur maritime. Certes, le GNL n'émet quasiment pas de SO_x, de NO_x ni de particules fines. Cependant, c'est une énergie qui reste carbonée dont le potentiel de réduction d'émissions de CO₂, dans le secteur maritime, est au plus de 25 %² [1,2]. L'ensemble des études prospectives de la décarbonation du secteur maritime estiment que les premiers navires « zéro carbone » doivent impérativement être construits d'ici 2030 pour que l'objectif de long terme de l'OMI puisse être atteint [3]. En effet, un navire a une durée de vie de 20 à 30 ans. Le développement du gaz naturel pour le transport maritime risque donc fort de « verrouiller » le secteur dans une logique énergétique fossile jusqu'en 2050...

C'est ce constat qui m'a progressivement orienté vers l'hydrogène. L'hydrogène, en tant que carburant alternatif pour le transport maritime, est complètement éclipsé par le développement du GNL. Cependant, comme j'ai pu m'en apercevoir, son potentiel gît ailleurs. L'objet de ce rapport est de montrer que sa qualité de vecteur énergétique multifonctionnel (production de chaleur, d'électricité, carburant...) peut être mise à profit, non pas seulement dans le secteur maritime, mais dans l'écosystème industrialo-portuaire tout entier.

² C'est une borne supérieure qui ne tient pas compte des fuites de méthane tout au long de la chaîne de valeur du GNL. Les études divergent quant au potentiel réel de décarbonation du GNL pour le transport maritime. Selon [1], ce potentiel est au plus de 10-15%, tandis que d'après [2], ce potentiel est d'au plus 26%.

Table des matières

GLOSSAIRE	5
1. INTRODUCTION	6
POURQUOI DEVELOPPER L'HYDROGENE DANS LES ZONES INDUSTRIALO-PORTUAIRES ?	6
COMMENT L'HYDROGENE PEUT-IL S'INSERER DANS LES ZONES INDUSTRIALO-PORTUAIRES ?	6
COMPARAISON DES PROJETS ETUDIES : TABLEAU RECAPITULATIF	9
2. ROTTERDAM: PROJET H-VISION.....	10
2.1 ZONE ET DEMANDE.....	10
2.2 CHAINE DE VALEUR ET ACTEURS ASSOCIES.....	12
2.3 TIMELINE.....	16
2.4 ÉVALUATION ECONOMIQUE	17
2.5 ÉVALUATION ENVIRONNEMENTALE.....	22
2.6 FINANCEMENT	23
2.7 POTENTIEL DE DEVELOPPEMENT ULTERIEUR (APRES 2026)	24
3. ANGLETERRE : PROJET HYNET NW	26
3.1 ZONE ET DEMANDE	26
3.2 CHAINE DE VALEUR ET ACTEURS ASSOCIES.....	27
3.3 TIMELINE.....	30
3.4 ÉVALUATION ECONOMIQUE ET ENVIRONNEMENTALE	31
3.5 FINANCEMENT	33
3.6 POTENTIEL DE DEVELOPPEMENT ULTERIEUR (APRES 2026).....	34
4. AUTRES PROJETS SIMILAIRES	36
4.1 CORK CCS, IRLANDE	36
4.2 H2V NORMANDIE (H2VN)	36
4.3 FOS-SUR-MER/LAVERA	37
5. ASPECTS TECHNOLOGIQUES.....	42
5.1 ATR OU SMR ?	42
5.2 ALTERNATIVES DECARBONEES POUR LA PRODUCTION DE CHALEUR	43
ANNEXES	45
REFERENCES.....	47

Glossaire

AIE = Agence Internationale de l'Énergie

ATR = *Auto-Thermal Reforming*

BAU = *Business as usual*

BEIS = Department for Business, Energy & Industrial Strategy

CC(U)S = *Carbon Capture (Utilization) & Storage*

EPCM = Engineering, Procurement and Construction Management

FEED = *Front-End Engineering Design*

G€ = milliard(s) d'euros

GCR = gaz combustibles de raffinerie. Les gaz combustibles de raffinerie sont des sous-produits du raffinage du pétrole et sont constitués d'un mix de méthane, d'hydrocarbures légers et d'hydrogène.

LCOE = *Levelized Cost of Electricity*

M€ = million(s) d'euros

Mt = million(s) de tonnes

PCI = *Project of Common Interest* (EU)

SMR = *Steam Methane Reforming*

ZIP = Zone industrialo-portuaire.

1. Introduction

Pourquoi développer l'hydrogène dans les zones industrialo-portuaires ?

L'Agence internationale de l'énergie (AIE), dans son dernier rapport sur l'hydrogène [4], met en lumière le potentiel des zones industrialo-portuaires (ZIP) dans le développement de l'hydrogène :

1. elles concentrent une forte demande en hydrogène (raffineries et industries chimiques notamment), et possèdent un savoir-faire avec cette technologie. Les infrastructures de transport de l'hydrogène sont souvent déjà présentes ou adaptables. La localisation de la production de l'hydrogène dans ces zones permet donc de réduire les dépenses d'investissement, notamment les coûts de transports et de stockage (si la demande est forte, la nécessité de stocker est faible) ;
2. elles regroupent l'ensemble des utilisations possibles de l'hydrogène : industrie, production d'électricité, chauffage domestique et mobilité (terrestre, et maritime), et présentent ainsi un potentiel de développement massif (demande importante) et flexible (demande provenant de secteurs variés) de l'hydrogène ;
3. leur littoral présente parfois des opportunités de production d'électricité renouvelable et de stockage du CO₂, comme c'est le cas en mer du Nord ;
4. leur très haut niveau de pollution (CO₂, NO_x, SO_x, particules fines et autres émissions industrielles néfastes) justifie une action prioritaire ;
5. à long terme, elles constituent des zones stratégiques pour anticiper le commerce international d'hydrogène par navires.

Un tel développement constitue ainsi un bénéfice réciproque : les ZIP représentent une opportunité stratégique de développement de la filière, et en retour, l'hydrogène apporte un bénéfice sanitaire et environnemental au territoire.

Comment l'hydrogène peut-il s'insérer dans les zones industrialo-portuaires ?

Les deux larges projets de développement de l'hydrogène dans les ZIP que nous avons étudiés dans le détail (H-Vision aux Pays-Bas et HyNet NW en Angleterre) et que nous présentons dans la suite, conçoivent la même chaîne de valeur pour l'hydrogène:

- l'hydrogène est produit par reformage du gaz naturel avec captage du CO₂ (hydrogène « bleu ») ;
- l'hydrogène est acheminé aux utilisateurs voisins par pipeline ;
- l'hydrogène est utilisé à la place du gaz naturel pour décarboner la production de chaleur dans l'industrie, dans les centrales électriques ou pour le chauffage domestique (injection dans le réseau de gaz). Il n'est pas utilisé comme réactif chimique.

C'est donc dans la chaîne de valeur actuelle du gaz naturel que l'hydrogène s'insère, tout en se substituant à son utilisation. La Figure 1 représente cette insertion :

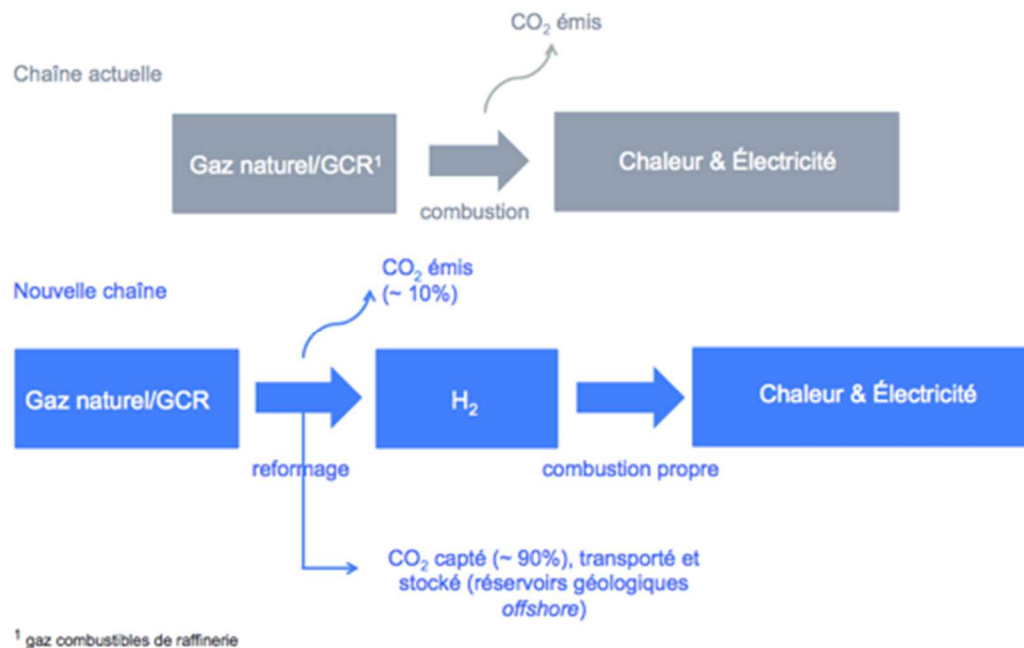


Figure 1 – Insertion de l'hydrogène dans la chaîne de valeur du gaz naturel et substitution au niveau de l'usage.

Au lieu d'être émis dans l'atmosphère par la combustion de gaz naturel pour produire de la chaleur ou de l'électricité, le CO₂ est produit et capté (~ 90%) en amont, lors de la production d'hydrogène, puis transporté et stocké dans des réservoirs géologiques. Les projets en cours de développement se rattachent donc à la filière plus vaste du CCUS (*Carbon Capture Utilization & Storage*) : ici on a un captage du CO₂ en amont de la combustion (par opposition au captage en post-combustion, qui consisterait à installer une unité de captage du CO₂ directement sur site. Cette alternative est discutée dans la Section 5).

Les gaz combustibles de raffinerie (GCR) sont des sous-produits issus des processus variés de la pétrochimie. Ils se composent d'un mélange d'hydrocarbures légers, de méthane, d'hydrogène et d'autres composés divers. Ils sont d'habitude largement réutilisés et brûlés pour produire de la chaleur afin de minimiser la consommation de gaz naturel. Cela émet bien sûr beaucoup de CO₂. Dans le projet H-Vision à Rotterdam, au lieu d'être brûlés par les raffineries, ils sont utilisés, au même titre que le gaz naturel, pour produire de l'hydrogène ce qui permet d'une part de réduire leur impact carbone, et d'autre part de réduire la quantité de gaz naturel nécessaire pour le reformage, et donc les coûts annuels de production. Comme nous le verrons dans la Section 2.4, ces coûts représentent la majorité du coût total sur la durée de vie du projet et l'utilisation des GCR améliore donc grandement l'économie du projet.

Ce schéma d'implémentation permet un déploiement de l'hydrogène plus rapide, plus massif et moins coûteux qu'une production à partir d'électricité renouvelable (nous développons un peu plus ce point de comparaison entre hydrogène « bleu » et hydrogène

« vert » dans la Section 5). En effet, l'hydrogène tire ici parti de tous les avantages de la chaîne de valeur du gaz naturel déjà bien établie :

- l'offre en gaz naturel est largement suffisante pour produire de l'hydrogène en volumes importants ;
- la demande en gaz naturel à laquelle se substitue l'hydrogène est très large dans ces zones (industrie, centrales électriques, chauffage domestique) ;
- certaines infrastructures sont déjà présentes et les équipements (chaudières, turbines) sont adaptables à moindre coût.

L'ambition est de tirer parti de la filière gaz pour faire décoller une économie de l'hydrogène dans les zones industrialo-portuaires, qui deviendraient des *hubs* de l'hydrogène. Un tel décollage est profitable à long terme à la filière hydrogène dans son ensemble, et en particulier à l'hydrogène « vert » : les infrastructures et les équipements développés à court terme pour l'hydrogène bleu ne dépendent pas de l'origine de l'hydrogène et serviront à réduire les investissements nécessaires pour les projets d'hydrogène « vert ».

Plan du rapport

L'objectif des Sections 2 et 3 est d'illustrer concrètement ce que nous venons de détailler dans cette introduction en s'appuyant sur des projets en cours de développement. Dans la Section 4, nous complétons notre tour d'horizon des développements récents de l'hydrogène dans les ZIP en mentionnant trois autres ZIP dans lesquelles des projets sont actuellement en cours mais dont les données disponibles sont limitées. Enfin, la Section 5 vise à donner des éléments de réponse pour expliquer pourquoi le procédé ATR est préféré au procédé SMR, et pour justifier le choix de l'hydrogène bleu par rapport à d'autres options technologiques (hydrogène vert, biomasse, électrification et captage en post-combustion).

Comparaison des projets étudiés : tableau récapitulatif

Projet	H-Vision [5] (3 degrés de développement) ³			HyNet NW [6]
	Minimum	Référence	Maximum	
Lieu	Rotterdam, Pays-Bas			Manchester-Liverpool, Royaume-Uni
Capacité de production d'hydrogène (MW _e)	1040	2920	3820	1110
Production d'hydrogène (t/an)	250 000	700 000	915 000	Inconnu
Usages prévus dès la mise en service (2026)	Chaleur industrielle Production d'électricité			Chaleur industrielle Chauffage domestique (injection dans le réseau de gaz)
CAPEX (M€)	1201	2851	4550	1058
Coût d'abattement (€/t)	Inconnu	73,7	Inconnu	129
ΔLCOE (€/MWh)	15	8,0	9,0	26
CO ₂ évité (Mt/an)	1,35	4	6,5	1,1

Tableau 1 – Bilan comparatif des deux projets étudiés.

³ Scénario *Economical World*, voir Section 2.1

Localisation des ZIP mentionnées dans le rapport

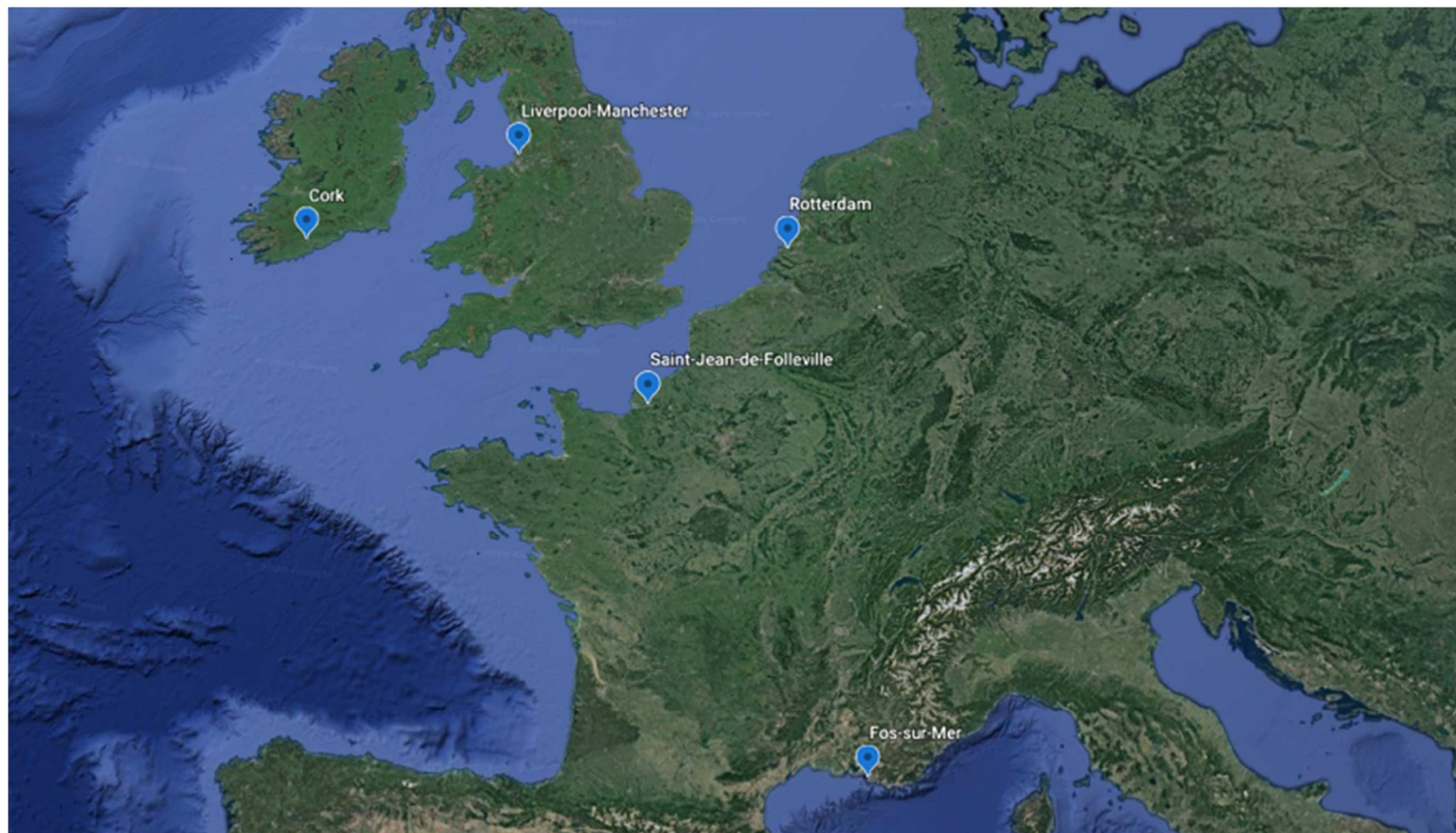


Figure 2 – Localisation des ZIP mentionnées dans le rapport.

2. Rotterdam: projet H-Vision

2.1 Zone et demande

Une zone industrielle fortement polluée

Le port de Rotterdam est le plus grand port des Pays-Bas et d'Europe. À lui seul, il représente **17% des émissions de CO₂ du Pays-Bas** avec 30 Mt de CO₂ émises par an [7]. Quelques industries polluantes sont représentées sur la Figure 3.



Figure 3 – Quelques industries présentes dans le cluster industrialo-portuaire de Rotterdam.

L'industrie, en particulier pétrochimique (Shell, BP, Exxon Mobil), y représente 18 Mt/an d'émissions de CO₂ soit presque 2/3 des émissions de la zone, et environ 10% des émissions du pays [5]. La décarbonation du cluster industriel de Rotterdam, et notamment de ses raffineries est donc un enjeu environnemental majeur pour les Pays-Bas.

Demande du cluster et potentiel d'utilisation de l'hydrogène

L'envergure du port se traduit par une demande énergétique importante : 4 GW de demande en chaleur industrielle et 4,1 GW de capacité électrique installée (voir Tableau 1) [8]. Environ 50% de cette demande peut être remplacée par de l'hydrogène.

Type	Demande/Capacité électrique installée	Partie pouvant être remplacée (partiellement) par l'hydrogène ⁴
Demande en chaleur industrielle	4 GW _e	1910 MW _e
Capacité électrique installée	4,1 GW	2,3 GW

Tableau 2 – Demande en chaleur industrielle, production électrique, et potentiel d'utilisation de l'hydrogène [5].

⁴ Pour des raisons géographiques, techniques et financières.

En termes d'énergie, la demande en chaleur industrielle du port de Rotterdam est de 38,6 TWh/an [8], ce qui représente environ **un tiers de la demande nationale** (115 TWh⁵). 55% de cette demande est actuellement satisfaite par le gaz naturel et 45% par les gaz combustibles de raffinerie (GCR) [5]. Dans le cas du projet H-Vision, l'hydrogène remplacerait donc majoritairement les GCR dans les raffineries.

Scénarios

L'étude du consortium industriel du projet H-Vision envisage plusieurs scénarios [5] pour le port de Rotterdam, selon :

- le **degré de développement du projet** : *business as usual* (BAU) dans le cas où le projet n'est pas réalisé), minimum, de référence, ou maximum (paramètre contrôlable) ;
- **l'évolution du contexte économique et politique** dans la prochaine décennie (paramètre incontrôlable). Sont distingués ici trois scénarios différents :
 - o *As usual world*, correspond à un monde où aucune politique radicalement nouvelle n'entre en jeu : les prix du gaz suivent les tendances actuelles et il n'y a pas d'accélération de la réduction des émissions de CO₂. Le prix du CO₂ sur le marché ETS reste faible. Ce scénario est similaire au *Current Policy Scenario* de l'Agence Internationale de l'Énergie (AIE) ;
 - o *Economical world*, correspond à un monde où la croissance économique et les ambitions de réduire le changement climatique sont simultanément fortes : les prix du gaz et du CO₂ sont élevés ;
 - o *Sustainable world*, correspond à un monde où se mettent en place de fortes politiques de réduction des émissions de CO₂ mais au détriment d'une croissance économique ralentie : le prix du gaz est faible et le prix du CO₂ est élevé. Ce scénario est similaire au scénario de l'AIE portant le même nom.

Les évolutions des prix de l'hydrogène, du gaz naturel, du charbon et de la biomasse correspondant à chacun de ces scénarios sont données dans l'Annexe 1.

Dans le scénario BAU, les raffineries continuent à fonctionner de la même manière, en brûlant du gaz naturel et les GCR qu'elles produisent. Les centrales électriques passent du charbon à la biomasse d'ici 2030. Les scénarios minimum, de référence et maximum conduisent à produire plus ou moins d'hydrogène (les détails sont donnés dans la Section 2.2). Cependant, le scénario maximum est différent par nature des deux autres car la quantité de production d'hydrogène est si élevée qu'un site de stockage devient nécessaire.

Comme nous le verrons dans la Section 2.4, le contexte économique et politique impacte grandement le bilan économique du projet, qui tend à être favorisé pour des prix du gaz naturel faibles (importé chaque année pour la production d'hydrogène) et des prix du CO₂ élevés (correspondant à des bénéfices supplémentaires sur les permis ETS évités). Le monde « durable » est donc particulièrement favorable à la tenue du projet, tandis que le monde *As Usual* est plutôt défavorable. En principe, ces différentes possibilités conduisent à 9 scénarios

⁵ https://heatroadmap.eu/wp-content/uploads/2018/11/HRE4-Country_presentation-Netherlands.pdf

distincts. Cependant, l'étude écarte deux scénarios : le développement minimum dans le *Sustainable World* (qui ne tirerait pas suffisamment parti des conditions économiques et politiques favorables), et le développement maximum dans le scénario *As Usual* (qui surdévelopperait un projet dans des conditions politico-économiques défavorables).

Nous avons vu que la ZIP de Rotterdam consommait beaucoup d'énergie, notamment du gaz naturel, et qu'elle est fortement polluée. Environ la moitié de cette consommation de gaz est remplaçable par l'hydrogène : il y a donc une opportunité stratégique à développer l'hydrogène dans la zone.

2.2 Chaîne de valeur et acteurs associés

Nous détaillons dans la Figure 4 la chaîne de valeur de l'hydrogène du projet H-Vision, des ressources nécessaires, à l'utilisation finale. Les acteurs connus sont indiqués pour chaque maillon de la chaîne. Le projet dans son ensemble est coordonné par Deltalinqs qui est l'association des entreprises et industriels du port de Rotterdam.



Figure 4 - Chaîne de valeur du projet H-Vision et acteurs associés.

La Figure 4 donne un aperçu des différentes activités de la chaîne de valeur de l'hydrogène bleu. Néanmoins, la structure de la chaîne est loin d'être purement linéaire comme pourrait le laisser penser la Figure 4. Le schéma de la Figure 5 représente les flux entre les différents maillons de la chaîne :

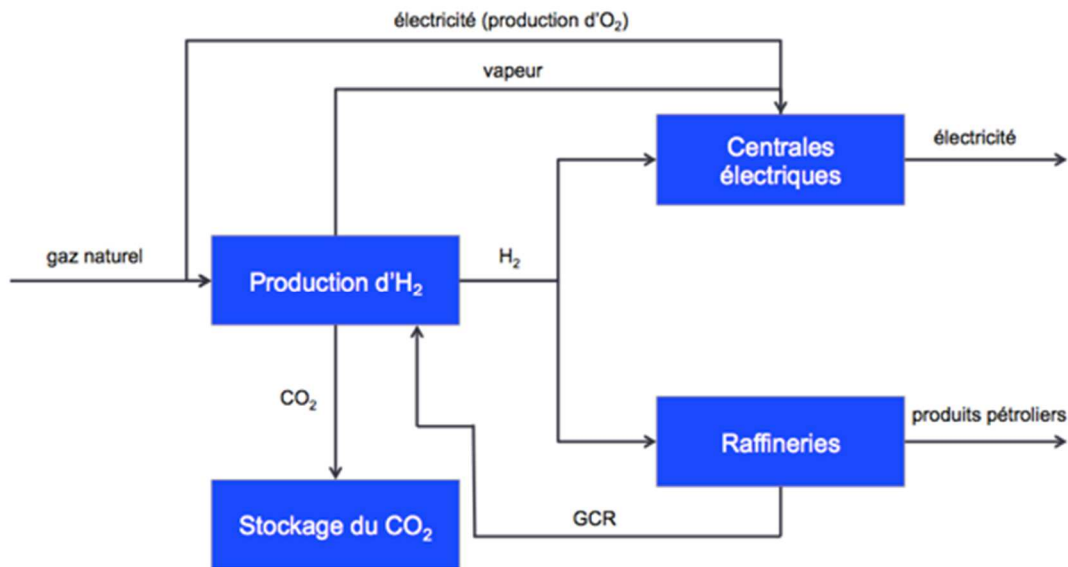


Figure 5 – Schéma indiquant les différents flux relatifs au projet H-Vision.

Deux « boucles » s'ajoutent à la chaîne de valeur exposée dans la Figure 4 et sont d'un intérêt économique majeur car elles permettent de limiter les importations en gaz naturel et en électricité :

- les GCR sous-produits des raffineries sont réutilisés pour produire de l'hydrogène, ce qui permet de diminuer l'import nécessaire de gaz naturel;
- la production d'hydrogène par ATR produit fatalement de la vapeur qui est utilisée pour produire de l'électricité. Ce procédé est appelé intégration thermique (*steam integration*). L'électricité produite sert à son tour à compresser l'oxygène requis pour le procédé ATR. Cela permet de diminuer la quantité d'électricité à importer.

La structure du projet étant maintenant plus claire, nous décrivons dans la suite plus précisément les différents maillons de sa chaîne de valeur.

Offre

Le gaz naturel est acheté chaque année à Equinor sur le marché de gros, tandis que les gaz combustibles de raffinerie (GCR) sont fournis par les raffineries (Shell et BP). Enfin, l'oxygène requis par le procédé ATR est fourni par Air Liquide. Nous justifions le choix du procédé ATR par rapport au procédé SMR dans la Section 5.1.

Production d'hydrogène

Les caractéristiques techniques principales de la production d'hydrogène par ATR avec captage du CO₂ sont données dans le Tableau 3. L'opération et la propriété de la centrale ne sont pas encore affectées à un acteur particulier.

Caractéristique technique	Valeur		
Capacité de la production d'H ₂ (MW _e) selon le scénario adopté	1040 (minimum)	2920 (référence)	3820 (maximum)
H ₂ produit (t/an)	250 000	700 000	915 000
Pureté de l'H ₂ produit	95,5 %		
Taux de capture du CO ₂	88 %		
Pureté du CO ₂ récupéré	99 %		
Empreinte carbone (g/kWh)	26		

Tableau 3 – Caractéristiques techniques de la centrale de production d'H₂ [5].

La Figure 6 représente la localisation envisagée de l'usine de production d'hydrogène ainsi que celle des utilisateurs finaux. Elle serait située à proximité des centrales à charbon d'Engie et d'Uniper pour faciliter l'intégration thermique de la vapeur comme nous en avons discuté précédemment. La durée de vie de la centrale est de 20 ans.



Figure 6 - Localisation de la future centrale de production d'H₂, du pipeline et des utilisateurs concernés, dans le cas d'un scénario de référence [5].

Transport/stockage d'H₂

Un pipeline, représenté sur la Figure 6, doit être construit pour relier la production de l'hydrogène aux différents utilisateurs finaux (centrales électriques et raffineries). Le pipeline est la seule solution pour transporter de tels volumes d'hydrogène à moindre coût.

Le stockage de l'hydrogène n'est pas nécessaire dans les scénarios minimum et de référence. En revanche, le scénario de développement maximum implique un stockage, qui serait localisé dans des cavités salines au nord du pays (dans la province de Groningen). Un tel degré de développement repose donc sur la mise en place d'une infrastructure nationale de transport de l'hydrogène (« *Hydrogen National Backbone* ») pour acheminer l'hydrogène produit à Rotterdam vers la province de Groningen. Nous discutons plus en détail de cette ambition dans la Section 2.7.

Utilisation finale : raffineries et centrales électriques

Le Tableau 4 détaille la demande en hydrogène des différents utilisateurs finaux considérés pour le projet H-Vison, et pour les 3 degrés de développement possibles. Les

raffineries d'Exxon et de Gunvor n'interviennent que dans le scénario de développement maximum.

Utilisateur		Demande estimée (MW _e)		
Scénario		Minimum	Référence	Maximum
Raffineries	BP	290	560	560
	Pernis	300	750	750
	Exxon + Gunvor	-	-	600
Total raffineries		590	1310	1910
Centrales électriques	Pergen (cogénération CHP)	143	286	571
	Engie (charbon)	174	805	1066
	Uniper (charbon)	233	805	1154
Total centrales électriques		550	1896	2791
Utilisateurs additionnels potentiels		-	-	500
Total demande		1140	3206	5201

Tableau 4 – Demande en hydrogène des différents utilisateurs envisagés, selon le scénario [5].

Pour les raffineries, la conversion consiste en l'adaptation des chaudières pour pouvoir utiliser de l'hydrogène, et en la construction d'un pipeline pour acheminer les GCR vers l'usine de production d'hydrogène.

Comme le charbon doit être interdit aux Pays-Bas en 2030, les centrales à charbon seront converties à la biomasse dans le scénario BAU. Deux configurations sont donc envisagées pour l'usage de l'hydrogène avec la biomasse dans ces centrales: une co-combustion directe avec la biomasse (plus d'études sont néanmoins nécessaires), ou alors une utilisation pour préchauffer l'eau dans le cycle utilisé.

Transport/stockage de CO₂

Les parties transport et stockage du CO₂ sont gérées par un consortium industriel indépendant du projet H-Vision, au sein du projet Porthos (Port Of Rotterdam CO₂ Transport Hub and Offshore Storage) [8]. Le projet vise à développer une infrastructure de transport et de stockage du CO₂ dans des champs de gaz de la Mer du Nord. Cette infrastructure serait collective, pour le projet H-Vision mais également pour les industriels du port qui souhaiteraient capter leurs émissions de CO₂ en post-combustion. Ainsi, Porthos est indépendant du projet H-Vision : si H-Vision ne peut pas être réalisé, Porthos peut quand même se développer sur la base d'une offre de CO₂ d'industriels portuaires ; réciproquement si Porthos est annulé, H-Vision développera son propre pipeline d'acheminement du CO₂. Cependant, dans l'étude de faisabilité consultée ici, il est supposé que les parties transport et stockage seront effectivement gérées par Porthos.

Le CO₂ serait acheminé par un pipeline d'environ 55 km de longueur vers une station de compression puis vers une plateforme à environ 20 km de la côte en mer du Nord (zone néerlandaise). Les caractéristiques techniques liées au transport et stockage du CO₂ sont données dans le Tableau 5.

Porthos est un projet public, dont les partenaires sont le Port de Rotterdam, Gasunie (opérateur des infrastructures de transport de gaz) et EBN (énergéticien néerlandais)

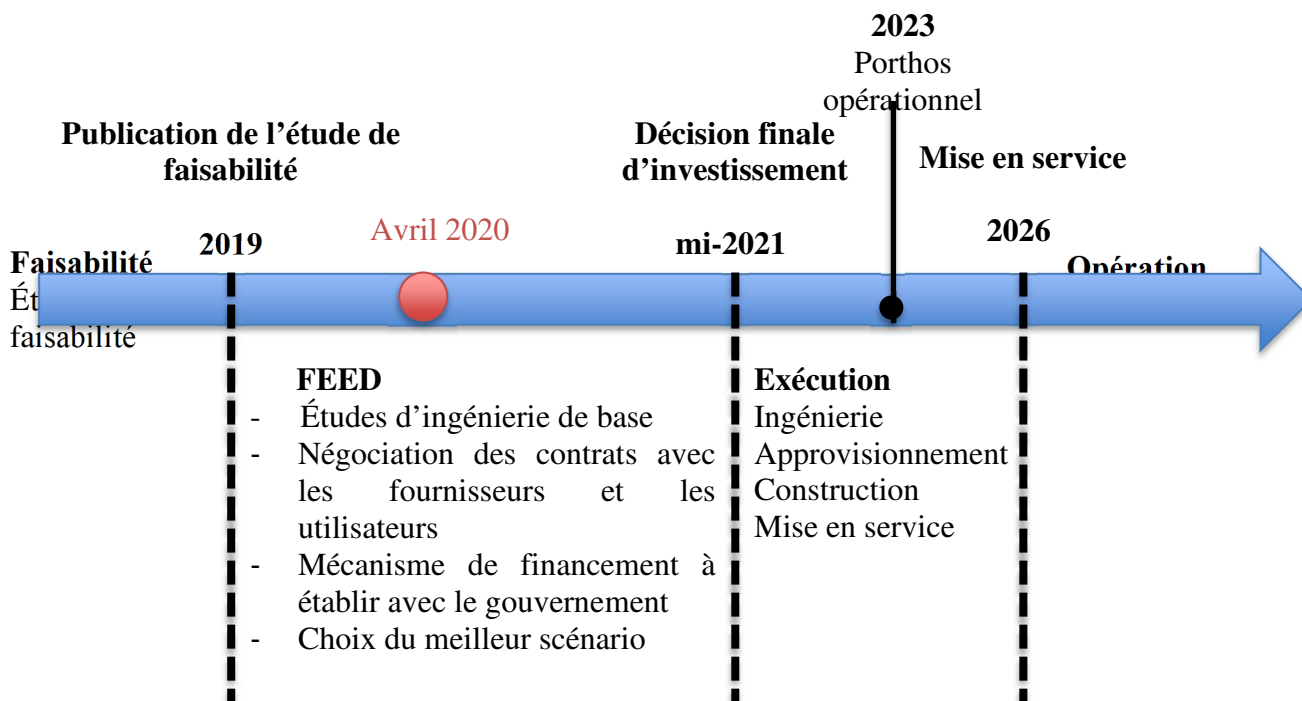
appartenant à l'Etat, apportant ici son expertise dans le stockage géologique offshore) [8]. Le projet a été reconnu par l'Union Européenne comme projet d'intérêt commun (PCI). Les PCI sont des projets d'infrastructures énergétiques ayant un statut prioritaire pour la Commission Européenne (la démarche administrative, notamment l'octroi des permis, est simplifiée).

Scénario	Minimum	Référence	Maximum
CO ₂ fourni par H-Vision selon le scénario (Mt/an)	2	6	10
CO ₂ fourni par les industriels du port, hors H-Vision (Mt/an)	4		
CO ₂ total transporté (Mt/an)	6	10	14
CO ₂ total stocké pendant 20 ans (Mt)	120	200	280
Capacité totale disponible ⁶ (Mt)	1600		

Tableau 5 - Caractéristiques techniques du transport/stockage du CO₂ [5].

2.3 Timeline

La Figure 7 donne des éléments de calendrier pour le projet H-Vision. Celui-ci serait opérationnel en 2026. La phase 'FEED' (*Front-End Engineering Design*) en cours consiste en des études d'ingénierie plus fines, des accords avec le gouvernement, les fournisseurs et les utilisateurs, notamment sur le mécanisme de financement et devrait aboutir sur une décision finale d'investissement en 2021, et un début des travaux en 2022. Simultanément le projet Porthos (infrastructures de transport et stockage du CO₂) devrait être opérationnel dès 2023.



F

Figure 7 – Chronologie du projet H-Vision [5,8].

⁶ estimation, eaux néerlandaises en Mer du Nord

2.4 Évaluation économique

Modèle

Nous examinons dans cette section la performance économique du projet H-Vision. Pour cela, il est important d'identifier clairement son périmètre, représenté sur la Figure 8.

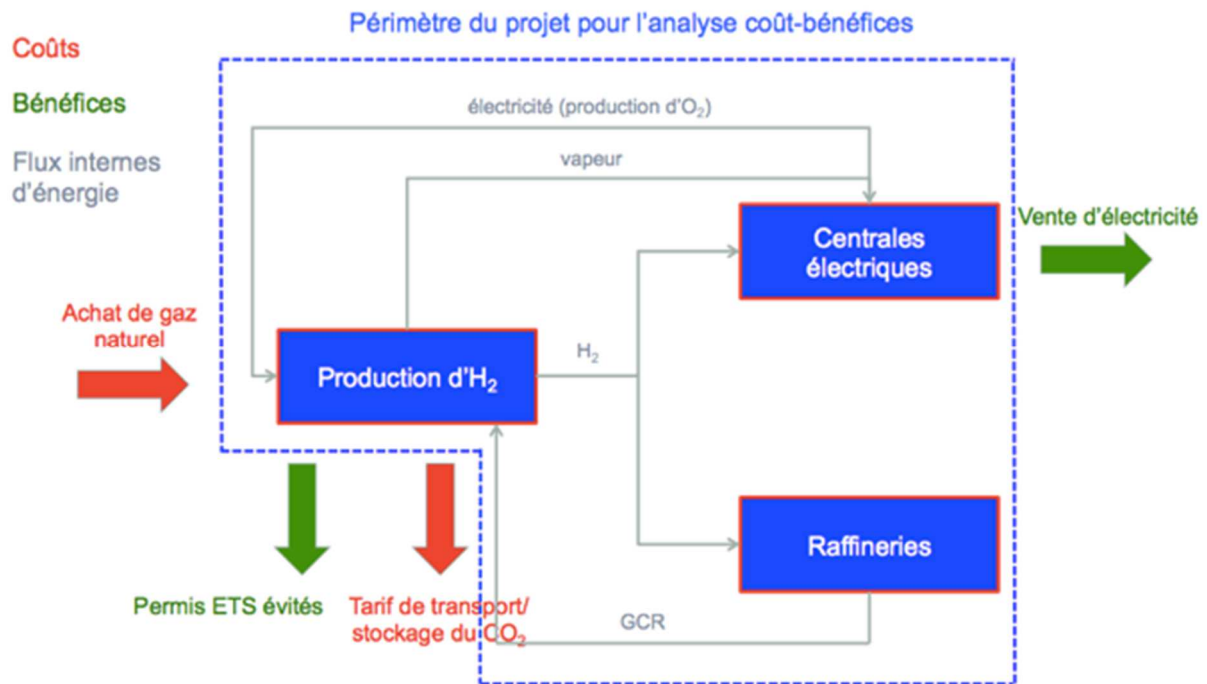


Figure 8 – Coûts et bénéfices du projet H-Vision.

Cette analyse coût-bénéfices est faite **par rapport à un scénario *business as usual* (BAU)** dans lequel le projet n'aurait pas lieu. Ainsi, les coûts et bénéfices indiqués sur la Figure 8 sont des surcoûts ou des bénéfices additionnels par rapport au scénario BAU. La vente de produits pétroliers par les raffineries dans le cadre du projet H-Vision n'est pas prise en compte car elle n'apporte pas de bénéfices supplémentaires au scénario BAU. En revanche, la vente d'électricité dans le cadre du projet H-Vision génère des profits : dans le scénario BAU, les centrales à charbon sont converties à la biomasse, ce qui représente une perte importante de production électrique, car la biomasse a un pouvoir calorifique inférieur à celui du charbon. Le projet H-Vision permet de compenser cette perte en utilisant de l'hydrogène qui a un pouvoir calorifique (120 MJ/kg⁷) environ 6 fois supérieur à celui de la biomasse (15-20 MJ/kg) [9], et donc de tirer plus de recettes de la production électrique.

On ne prend en compte que les coûts ou bénéfices du **projet H-Vision dans son ensemble**, et on ne s'intéresse pas aux transferts de matière entre industriels qui apparaissent dans la Figure 8 comme des flux internes au périmètre du système économique. La réutilisation des GCR et de la vapeur améliorent cependant significativement l'économie du projet en réduisant l'importation de gaz naturel et d'électricité, comme mentionné dans la Section 2.2.

⁷ Convention, pouvoir calorifique inférieur.

Les coûts par rapport au scénario BAU comprennent les dépenses d'investissement (CAPEX) et d'exploitation (OPEX) liées à la production d'hydrogène, aux conversions nécessaires pour l'utilisation dans l'industrie et dans les centrales électriques, et aux infrastructures de transport de l'hydrogène nécessaire. Notons que le coût des activités de transport et de stockage du CO₂ apparaît dans ce schéma comme un tarif (OPEX) versé au consortium de Porthos. Les bénéfices par rapport au scénario BAU comprennent la vente d'électricité et les permis ETS évités liés aux tonnes de CO₂ évitées.

Enfin, dans cette section, les valeurs sont données pour le scénario de référence *Economical World*, jugé le plus probable par l'étude. Dans ce scénario, en 2045, le prix du gaz atteint 34 €/MWh et le prix du CO₂ sur le marché ETS atteint 149 €/t. En 2020, le prix du gaz est de 18 €/MWh et le prix du CO₂ est de 17€/t [10]. Une croissance linéaire est supposée. Les résultats économiques et environnementaux pour les 7 scénarios envisagés sont donnés dans l'Annexe 2. Les valeurs données sont calculées hors inflation et hors taxes.

Rentabilité économique sur la durée de vie du projet (2023-2045)

Le Tableau 7 résume les coûts et les bénéfices du projet H-Vision par rapport au scénario BAU du début des investissements (2023), à la fin de vie de la centrale de production d'hydrogène (2045).

CAPEX (G€)	Production de H ₂	2,2
	Modification des raffineries	0,3
	Modification des centrales électriques	0,2
	Transport de H ₂	0,07
	Total CAPEX	2,8
OPEX (G€)	Achat de gaz naturel	5,1
	Tarif de transport/stockage du CO ₂	3,1
	Production de H ₂	0,6
	Total OPEX	9
Bénéfices (G€)	Vente d'électricité	7,7
	Permis ETS évités	3,4
Valeur actuelle nette (G€)	- 0,7	

Tableau 7 – Coûts et bénéfices sur la durée de vie du projet (2023-2045) (scénario de référence, *Economical World*) [5].

On constate que les coûts proviennent principalement de l'achat annuel de gaz naturel pour produire l'hydrogène, des tarifs de transport/stockage du CO₂ imposé par le consortium Porthos et du CAPEX lié à la construction de l'usine de production de l'hydrogène. Les bénéfices, quant à eux, proviennent pour 2/3 de l'électricité produite et vendue au réseau et pour 1/3 des coûts des permis ETS évités. On rappelle que ce bénéfice est bien un bénéfice supplémentaire par rapport au scénario BAU.

La valeur actuelle nette (VAN), indicatrice de la rentabilité économique du projet, peut être calculée à partir des *cashflows* générés chaque année *n* (coût moins bénéfice par rapport au scénario BAU, pour l'année *n*), actualisés avec un taux *r* (une valeur de 3% est retenue dans l'étude) de la manière suivante :

$$VAN = \sum_{n=2022}^{2045} \frac{cashflow_n - cashflow_{n,BAU}}{(1+r)^{n-2022}}$$

Les *cashflows* sur la durée de vie du projet sont représentés sur la Figure 9.



Figure 9 – *Cashflows* du projet H-Vision sur sa durée de vie (2023-2045) [10].

On remarque que le projet H-Vision ne tire des recettes qu’à partir de 2031, ce qui correspond à la date à laquelle les dépenses d’investissement (CAPEX) sont compensées par les bénéfices du projet. Néanmoins, comme le Tableau 7 le montre, la VAN du projet est négative, ce qui signifie que **le projet est déficitaire** sur sa durée de vie **et nécessite des subventions pour être viable**. Nous discutons plus en détail du mode de financement et de l’effet du taux d’actualisation dans la Section 2.6.

Sensibilité de la VAN au prix du gaz et des permis ETS

La VAN dépend du prix du gaz et du prix du CO₂ sur le marché ETS. Les Figures 9 et 10 montrent la sensibilité de la VAN (et donc de la subvention requise) à ces deux paramètres. Pour cela, on fixe l’un des deux paramètres à sa valeur la plus probable jugée par l’étude en 2045 (donnée par le scénario de référence *Economical World*), et l’on fait varier l’autre paramètre sur la fourchette des valeurs possibles dans l’ensemble des scénarios (*As Usual, Economical World, Sustainable World*). En 2020, le prix du gaz est de 18 €/MWh et le prix du CO₂ est de 17€/t, et une croissance linéaire est supposée entre 2020 et 2045 (déterminer le prix en 2045 revient donc à déterminer les prix pour chaque année) [10].

Dans le graphe de la Figure 9, on a fixé le prix du CO₂ en 2045 à 149 €/t et on regarde l'évolution de la VAN en fonction du prix du gaz en 2045, entre 24 €/MWh (scénario *Sustainable World*) et 34 €/MWh (scénario *Economical World*). À ce prix du CO₂, le projet devient neutre pour un prix du gaz de 32 €/MWh, et devient rentable pour des prix du gaz moins élevés.

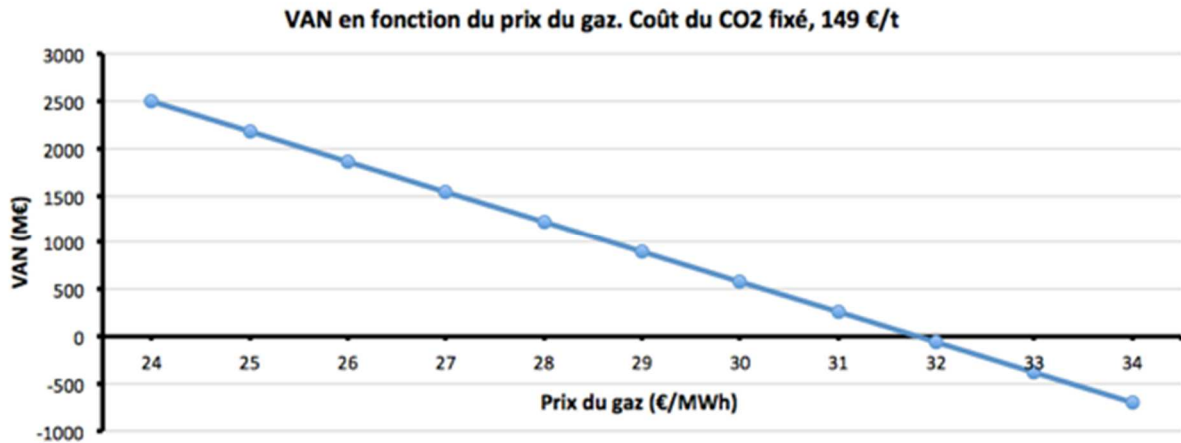


Figure 9 – VAN en fonction du prix du gaz en 2045 pour un prix du CO₂ en 2045 fixé à 149 €/t.

Dans l'étude de la Figure 10, on fixe le prix du gaz en 2045 à 34 €/MWh, et on regarde l'effet du prix du CO₂ en 2045 sur la VAN. Cette dernière valeur est particulièrement incertaine, puisqu'elle pourrait être comprise entre 44 €/t (scénario *As Usual* dans lequel très peu d'efforts sont faits pour décarboner) et 149 €/t (scénario *Sustainable world*). Cette incertitude se répercute sur les valeurs possibles de la VAN et engendre un risque important : pour un tel prix du gaz, la VAN pourrait être comprise entre -650 millions d'euros et -5 milliards d'euros. Plus précisément, **1€ de moins sur le marché ETS induit un déficit supplémentaire de 40 millions d'euros.**

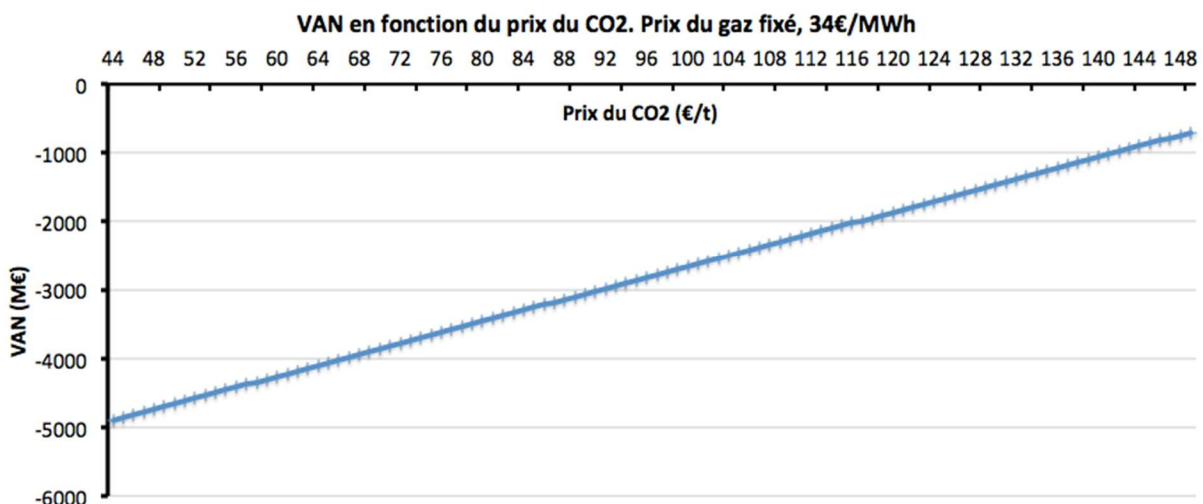


Figure 10 - VAN en fonction du prix du CO₂ en 2045 pour un prix du gaz en 2045 fixé à 34 €/MWh.

Le graphe de la Figure 11 représente le prix du CO₂ nécessaire pour rendre le projet neutre, pour chaque prix du gaz en 2045. Cela illustre que pour permettre au projet d'être

rentable, le prix du CO₂ sur le marché ETS devra être d'autant plus élevé que la croissance économique est forte et les prix du gaz sont élevés. Par exemple, pour le scénario *Economical World* étudié précédemment, il faudrait que le prix du CO₂ atteigne 167 €/t pour que le projet ne soit plus déficitaire. On peut lire sur ce graphique qu'une augmentation d'1 €/MWh de prix du gaz est compensée par une augmentation du prix du CO₂ de 8 €/t.

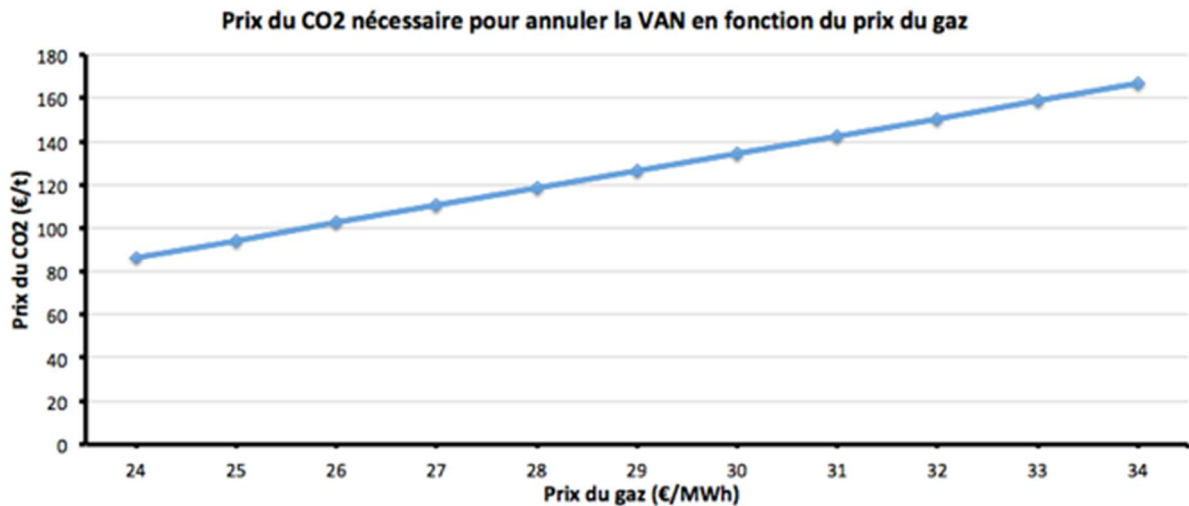


Figure 11 – Prix du CO₂ nécessaire en 2045 pour rendre le projet neutre à un prix du gaz donné en 2045.

L'objectif de cette étude de sensibilité était de révéler le risque portant sur l'évolution des prix du CO₂. Nous discutons plus en détail des enjeux de ce risque pour le financement du projet dans la Section 2.6.

Coût actualisé de l'énergie

Pour conclure cette évaluation économique, on peut calculer la différence de coût actualisé $\Delta LCOE$ (*Levelized Cost Of Energy*) par rapport au scénario BAU. Autrement dit, il s'agit du surcoût actualisé à payer par rapport au scénario BAU pour produire 1 MWh avec de l'hydrogène. Le $\Delta LCOE$ est calculé de la manière suivante :

$$\Delta LCOE = \frac{\sum_{n=2022}^{2045} \frac{\text{coût}_n - \text{coût}_{n,BAU}}{(1+r)^{n-2022}}}{\sum_{n=2022}^{2045} \frac{H_2 \text{ produit}_{n,MWh}}{(1+r)^{n-2022}}}$$

On trouve $\Delta LCOE = 8 \text{ €/MWh}$, ce qui signifie que l'énergie produite par le projet H-Vision est plus chère et donc moins compétitive que l'énergie actuellement fournie à l'industrie et aux centrales électriques.

2.5 Évaluation environnementale

Tonnes de CO₂ évitées

L'évaluation environnementale est faite en termes de tonnes de CO₂ évitées dans le cas du scénario de référence *Economical World* (les valeurs pour les autres scénarios sont données en Annexe). Notons que le bénéfice sanitaire à remplacer une partie de la biomasse par de l'hydrogène n'est pas évalué.

La réduction des émissions de CO₂ augmente progressivement⁸, de 2,2 Mt/an en 2026 jusqu'à 4,4 Mt/an à partir de 2030, comme l'illustre la Figure 12. La somme totale évitée sur la durée de vie du projet est de 79 Mt.

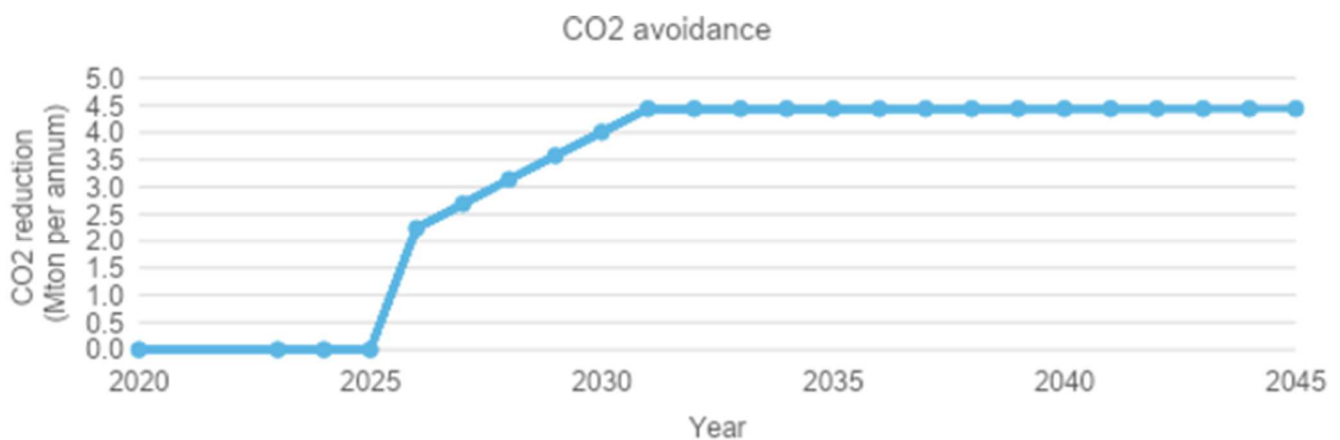


Figure 12 – Évolution des tonnes de CO₂ évitées en fonction de l'année, sur la durée de vie du projet (2023-2045) [10].

Coût d'abattement

De la même manière que nous avons calculé le coût actualisé de l'hydrogène produit, nous pouvons calculer le coût d'abattement du CO₂ correspondant au projet H-Vision, en divisant le surcoût actualisé par les tonnes évitées, selon l'équation suivante :

$$\text{Coût d'abattement} = \frac{\sum_{n=2022}^{2045} \frac{\text{coût}_n - \text{coût}_{BAU}}{(1+r)^{n-2022}}}{\sum_{n=2022}^{2045} \frac{\text{tonnes}_{n,\text{évitées}}}{(1+r)^{n-2022}}}$$

⁸ Cette progression est liée à la production d'hydrogène qui augmente progressivement, de 50 % en capacité en 2026 jusqu'à 100 % en capacité en 2030.

On trouve un coût d'abattement en 2022 de **73,7 €/tonne en incluant** les recettes perçues grâce à la vente d'électricité (ce coût serait de 222 €/tonne hors recettes liées à l'électricité).

Coût d'abattement et valeur sociale du CO₂

Ce coût d'abattement doit être comparé à la valeur sociale du CO₂. La valeur sociale du CO₂ est définie dans le rapport de la commission Quinet de 2019 [11] comme le gain social apporté par le fait d'éviter d'émettre d'une tonne de CO₂. Le gain correspond plus précisément à l'avantage que représente la non-émission d'une tonne de CO₂ pour respecter une trajectoire nationale de réduction des émissions de CO₂ : plus nous sommes loin de nos objectifs, plus le fait de ne pas émettre de CO₂ sera valorisé dans cette valeur sociale du CO₂.

Un des objectifs de la valeur sociale du CO₂ définie par la commission Quinet est d'établir un critère socio-économique pour justifier la réalisation d'un projet. Selon le rapport, les projets qui doivent être réalisés en priorité sont ceux dont le coût d'abattement à une année donnée est inférieur à la valeur sociale du CO₂ : ainsi, la valeur sociale du CO₂ qui justifierait de lancer ce projet en 2022 aux Pays-Bas est de 73,7 €/tonne. Cette analyse suppose implicitement que cette valeur croît à 3% pour atteindre 90 €/tonne en 2045. Elle ne dépend pas des hypothèses retenues pour le prix de marché du CO₂ sur l'ETS.

2.6 Financement

Comme on l'a montré dans la section précédente, malgré les recettes liées aux permis ETS évités et à la vente d'électricité, le bilan économique du projet demeure négatif (et ceci dans la majorité des scénarios, voir Annexe 2), et une aide financière de l'État est nécessaire.

Le mécanisme de financement doit en outre couvrir les risques liés à l'incertitude sur les prix du gaz et en particulier du prix du CO₂ sur l'ETS. Comme nous l'avons vu (Figure 10), la VAN est très sensible à l'évolution du prix du CO₂ sur le marché ETS (40 millions d'euros de pertes sur la durée de vie du projet par €/t de moins en 2045 en supposant une croissance linéaire de ce prix). Pour un prix du gaz de 34 €/MWh en 2045 (hypothèse de croissance forte), la VAN du projet H-Vision pourrait varier entre -0,7 (scénario durable, efforts importants de décarbonation) et -5 milliards d'euros (le prix de marché du CO₂ reste faible).

Si un tel risque était assumé par le secteur privé il entraînerait certainement une augmentation importante du coût du capital ce qui viendrait à fortement pénaliser l'économie du projet. Rappelons qu'un taux de 3% est utilisé dans les calculs, représentatif du taux d'actualisation pour un investissement public. Pour un investissement privé, le taux d'actualisation est généralement supérieur, ce qui serait plus défavorable à notre projet dont les recettes n'émergent qu'à partir de 2031, comme nous l'avons vu Figure 9.

Le mécanisme de financement est actuellement en cours de discussion (2020-2021). Une subvention modulée en fonction du prix du CO₂, par exemple sous la forme d'une avance remboursable, serait plus judicieuse qu'une subvention sur le CAPEX puisque ce dernier est fixé et ne constitue pas de risques.

2.7 Potentiel de développement ultérieur (après 2026)

Dans la Section 1 (Introduction), nous avons indiqué que l'ambition des projets étudiés dans ce rapport était de développer une économie de l'hydrogène dans les ZIP, en faisant d'elles, sur le long terme, des *hubs* de l'hydrogène. Le potentiel des projets à se développer sur le long terme au-delà de leurs premiers objectifs est donc une de leurs caractéristiques centrales.

L'idée du projet H-Vision est de développer l'hydrogène bleu comme moyen de transition vers l'hydrogène vert [5]. Une offre à grande échelle d'électricité verte et d'hydrogène vert doit être connectée au cluster (à partir de 2030) et répondre à ses besoins : industrie, production flexible d'électricité, chauffage domestique [12]. Cette offre pourra bénéficier des infrastructures développées pour le projet H-Vision puisque le transport et l'utilisation de l'hydrogène ne dépendent pas de son origine. Aucune mention n'est toutefois faite de projets relatifs à la mobilité, contrairement au projet HyNet NW (Section 3.6). Notons que la stratégie énergétique du port de Rotterdam ne se limite pas au développement de l'hydrogène : le développement de réseaux de chaleur, de l'économie circulaire, ou de l'utilisation de la biomasse sont également prévus [12].

Des initiatives pour développer l'hydrogène vert sont déjà en cours dans le pays [13] : des projets pilotes d'électrolyse doivent s'initier entre 2020 et 2030 aux Pays-Bas, mais aussi en Allemagne (par exemple Element One en 2022). Le Projet NorthH₂, qui vise à produire massivement de l'hydrogène vert dans la province de Groningen vient d'être lancé cette année, et devrait être opérationnel en 2027.

L'ambition, à l'échelle nationale, est de rendre opérationnel un réseau de transport d'hydrogène (« *National Hydrogen Backbone* ») qui connecte les grands clusters industriels du pays et un site de stockage dans des cavités salines. Le pipeline d'hydrogène du port de Rotterdam serait alors connecté aux autres clusters industriels néerlandais par le biais de cette infrastructure nationale. La Figure 14 représente cette ambition, avec les demandes en hydrogène des différents clusters en 2030 ainsi que les pipelines qui devront être adaptés, et ceux qui seront construits.

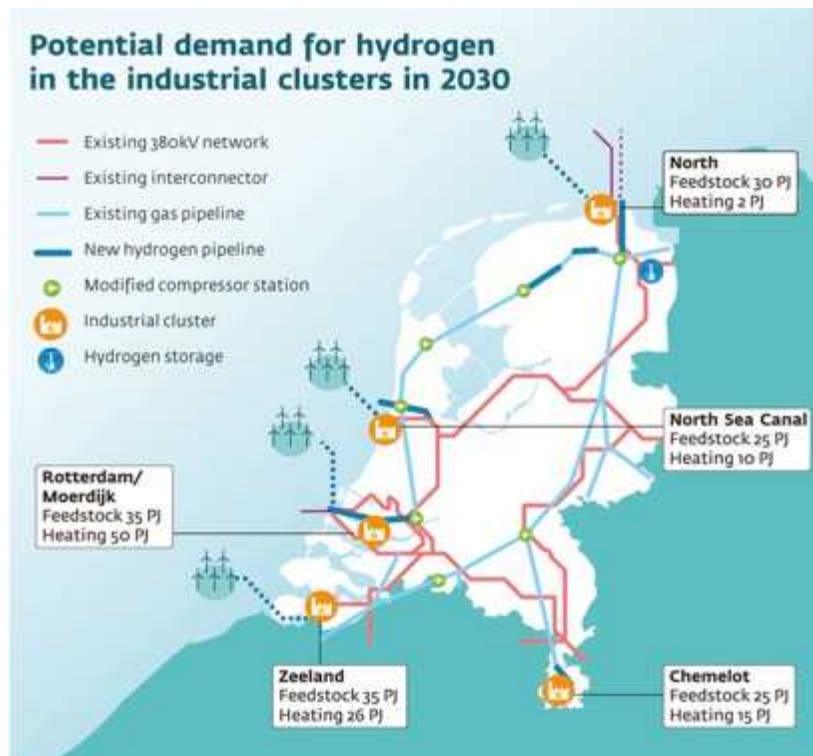


Figure 14 – Projet d’infrastructures hydrogène à l’échelle nationale [14].

Le site de stockage serait situé dans la province de Groningen à proximité d’un hub de l’hydrogène vert (« Hydrogen Valley »), dont le projet NorthH₂ est un précurseur. Cette « *National Hydrogen Backbone* » serait disponible entre 2025 et 2030, et pourrait permettre, si elle est réalisée à temps, le scénario de développement maximum du projet H-Vision qui nécessite un stockage de l’hydrogène. Le coût de cette infrastructure nationale est estimé à 1,5 milliard d’euros, et comprend l’adaptation du réseau de gaz naturel existant (en particulier les compresseurs) ainsi que la construction de nouveaux pipelines. Nous pouvons voir sur la Figure 14 que seule une petite proportion de l’infrastructure totale nécessite d’être construite (notamment le pipeline de Rotterdam). A titre de comparaison, si toute l’infrastructure de transport était à bâtir, le coût serait compris entre 4 et 5 milliards d’euros. **Le fait que le réseau de transport de gaz naturel néerlandais soit adaptable à l’hydrogène constitue donc un atout économique considérable.**

3. Angleterre : projet HyNet NW

3.1 Zone et demande

La zone considérée est la région de Liverpool-Manchester, au Nord-Ouest de l'Angleterre.



Figure 15 – Région concernée par le projet HyNet NW.

Le Tableau 8 résume la demande en gaz naturel de la région par type d'utilisateur, et sa proportion, lorsqu'elle est connue, dans la consommation nationale.

Type d'utilisateur de la région de Liverpool-Manchester	Consommation annuelle de gaz naturel	Proportion consommation nationale annuelle
Industries (de plus de 5,9 GWh)	11 TWh	11 %
Commerces	16,3 TWh	-
Logements	20,3 TWh	6,6%
3 centrales à cycle combiné	2,4 TWh	-
Total	50 TWh	10,1 %

Tableau 8 – Demande en gaz naturel de la région de Liverpool-Manchester [15].

Au total, la région de Liverpool-Manchester concentre environ **10% de la demande du pays en gaz naturel**. Cette consommation de gaz naturel correspond à des émissions de CO₂ d'environ 10 Mt/an⁹, soit 2,5% des émissions du pays. Tout comme le port de Rotterdam, la région de Liverpool-Manchester est fortement industrialisée et présente un potentiel intéressant de décarbonation.

⁹ cette valeur date de 2014 et ne concerne que l'utilisation du gaz naturel par les industries consommant plus de 5,9 GWh/an, les commerces et les foyers de la région.

3.2 Chaîne de valeur et acteurs associés

Comme pour le projet H-Vision, on détaille dans cette partie la chaîne de valeur du projet HyNet NW et les acteurs associés, lorsqu'ils sont connus (Figure 16). Le projet est coordonné par Progressive Energy qui est une entreprise spécialisée dans le management de projets énergétiques (hydrogène en particulier).

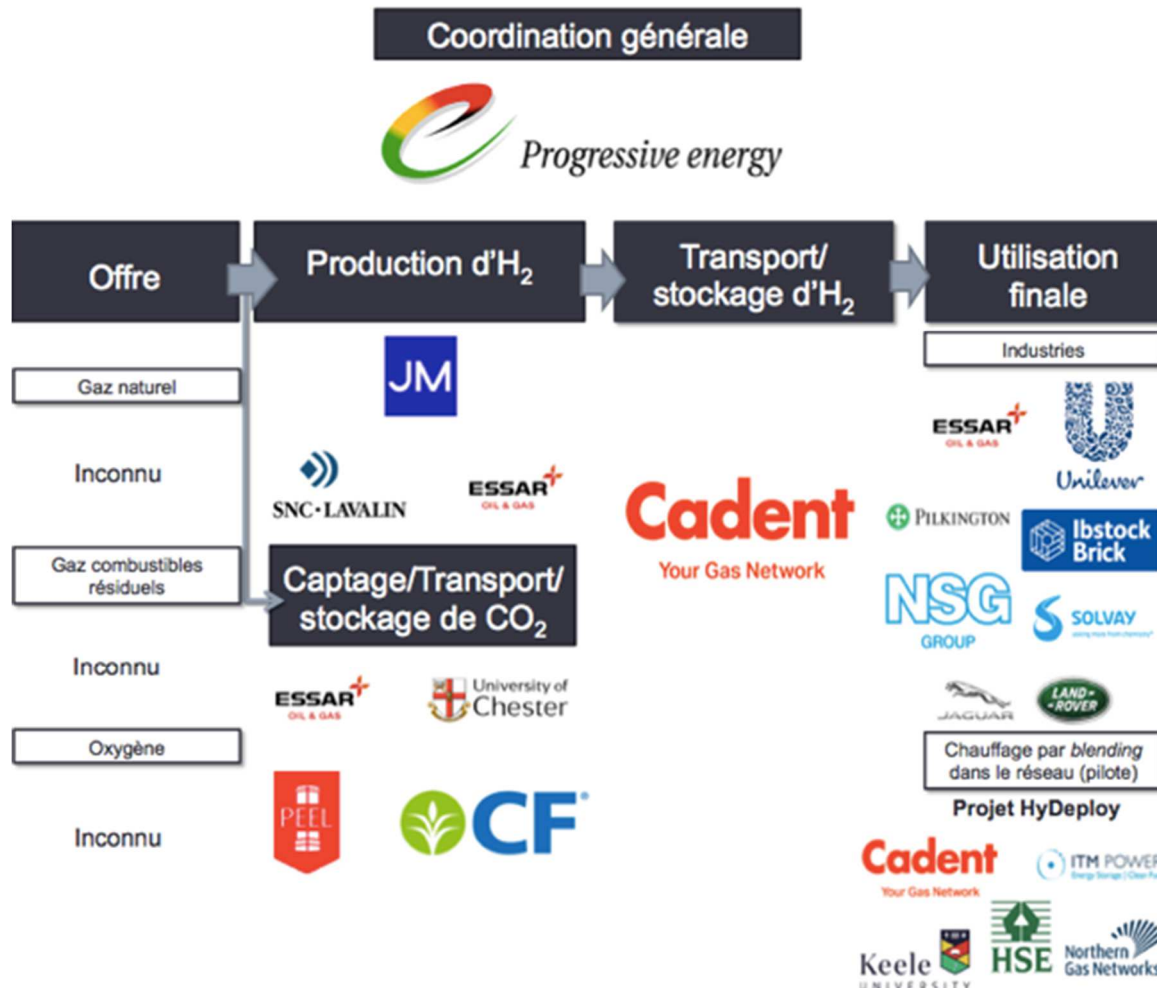


Figure 16 – Chaîne de valeur du projet HyNet NW et acteurs associés.

La différence majeure avec le projet H-Vision se trouve dans l'usage final : pour H-Vision, les utilisateurs étaient des raffineries et des centrales électriques ; pour HyNet NW l'usage industriel est plus varié (une raffinerie, mais aussi d'autres industries relevant de la chimie, du verre, ou des briques comme nous le verrons dans la suite), et le projet vise également à injecter de l'hydrogène dans le réseau de gaz naturel (*blending*) pour le chauffage domestique [6]. Les centrales électriques ne sont pas concernées à court terme.

En revanche, nous retrouvons cette caractéristique commune d'insertion de l'hydrogène dans la chaîne de valeur du gaz naturel pour produire de la chaleur décarbonée. La décarbonation de l'hydrogène produit par SMR sans captage et utilisé comme réactif chimique dans la pétrochimie ou la chimie n'est pas envisagée à court terme, ni l'utilisation pour la mobilité. Nous détaillons dans la suite les différents maillons de la chaîne de valeur du projet HyNet NW.

Production d'H₂

Comme pour le projet H-Vision, l'hydrogène est produit par ATR avec capture du CO₂. L'usine de production d'hydrogène serait située à proximité de la raffinerie d'Essar (Stanlow) afin de minimiser la distance au site de stockage du CO₂ et aux utilisateurs industriels. Sa durée de vie serait de 20-25 ans.. Un détail plus précis des acteurs intervenant dans ce maillon de la chaîne est donné dans le Tableau 9.

Entreprise	Fonction
Johnson Matthew (JM)	Technologie de production de l'hydrogène bleu
Essar	Propriétaire et opérateur
SNC Lavalin	Société de management d'ingénierie (EPCM)

Tableau 9 - Acteurs intervenant dans la production d'hydrogène et rôles associés [16].

Nous ne donnons pas les données techniques correspondant à la production d'hydrogène (taux de captage, hydrogène produit, pureté etc) car ces données ne sont pas encore fixées. Dans les rapports récents publiés par le consortium du projet HyNet NW, nous avons en effet constaté plusieurs contradictions dans ces valeurs [6,16], et nous nous abstenons donc de reporter des valeurs qui pourraient être erronées. Le rapport final contenant les valeurs définitives est prévu pour mars 2021.

Transport et stockage du CO₂

Le CO₂ est capté sur le site de production de l'hydrogène et dans quelques industries voisines pour être acheminé dans les réservoirs géologiques de la baie de Liverpool par un pipeline de 94,5 km, dont 34,5 km doivent être construits, le reste pouvant être adapté. Cette infrastructure achemine 1,5 Mt CO₂/an, dont 1,1 Mt/an provient de la production d'hydrogène, et 0,4 Mt/an provient du captage des industriels [6]. La capacité maximale de stockage des champs de gaz de la baie de Liverpool est de 115 Mt/an. Une capacité additionnelle de 1 Gt pourrait être envisagée dans la baie de Morecambe.

Les champs de gaz de la baie de Liverpool (Hamilton et Lennox) sont actuellement opérés par l'État et par l'énergéticien ENI, et doivent cesser leur activité dans les années à venir. Il y a donc un intérêt économique certain pour l'industrie et en particulier pour le gouvernement à éviter les frais de déclassement de ces champs de gaz en leur retrouvant un usage (stockage de CO₂) [15].

Distribution de l'hydrogène

L'hydrogène est acheminé par un pipeline nouvellement construit de 110 km [6], de la centrale de production d'hydrogène aux industriels et au réseau de gaz naturel pour y être injecté (blending). La distribution de l'hydrogène est gérée par Cadent, propriétaire et opérateur britannique de réseaux de distribution de gaz.

Utilisation finale pour l'industrie

Le Tableau 10 liste les industries concernées par le projet HyNet NW tout en précisant les pièces converties et la puissance thermique correspondante.

Entreprise	Pièces (s) convertie(s) à H ₂	Puissance correspondante en pic (MW _{th})
Essar	1 nouvelle turbine à combustion	160
NSG Pilkington	fourneau	40
Unilever	2 chaudières	22
Solvay	chaudières	Inconnu
Jaguar Land Rover	chaudières	Inconnu
Ibstock	Four	Inconnu
Total		~ 510

Tableau 10 – Détails de l'utilisation industrielle de l'hydrogène au sein du projet HyNet NW [17].

D'après [17], trois sites spécifiques peuvent être convertis à l'hydrogène : la raffinerie d'Essar (turbine à combustion), la verrerie de NSG (fourneau), et le site d'Unilever (chaudières). La conversion d'équipements similaires (identifiés chez Solvay, Jaguar Land Rover et Ibstock) peut être extrapolée de ces études [17]. Au total, la puissance thermique convertie à l'hydrogène par l'ensemble des industries dans le cadre du projet HyNet est estimée à 510 MW_{th} [6].

Utilisation finale pour le chauffage domestique (*blending*)

L'injection d'hydrogène dans le réseau de gaz (mélange à hauteur de 10-20%) pour chauffer les foyers fait partie du projet HyDeploy [18]. Un tel système d'injection doit être testé plusieurs fois avant d'être mis en place. En Angleterre, le 1^{er} test d'injection a débuté en automne 2019 à l'université de Keele, et a démontré une possibilité d'injection à hauteur de 15 %. Le choix de l'Université de Keele s'explique par le fait qu'elle possède son propre réseau de gaz privé, et que c'est un campus de taille suffisante pour que le test soit pertinent : 130 bâtiments pour 230 appareils. L'hydrogène injecté pour ce test est produit par électrolyse (capacité de 0,5 MW). Le test devrait s'achever durant l'été 2020.

Si ce test réussit, deux autres tests auraient lieu pour confirmer la faisabilité de cette injection dans des réseaux de gaz publics de plus grande taille. Un second test en décembre 2020 doit tester l'injection dans un réseau de gaz public du Nord-Est de l'Angleterre et concernera 670 foyers. Un troisième test aura lieu dans le Nord-Ouest de l'Angleterre à une date encore inconnue.

L'objectif du projet HyNet, lorsque la technologie aura fait ses preuves, est d'injecter de l'hydrogène à hauteur de 15-20% pour chauffer plus de 2 millions de foyers dans la région de Manchester-Liverpool, ce qui représente une demande d'environ 380 MW_{th}. Les acteurs intervenant dans le 1^{er} test à l'université de Keele sont détaillés dans le Tableau 11.

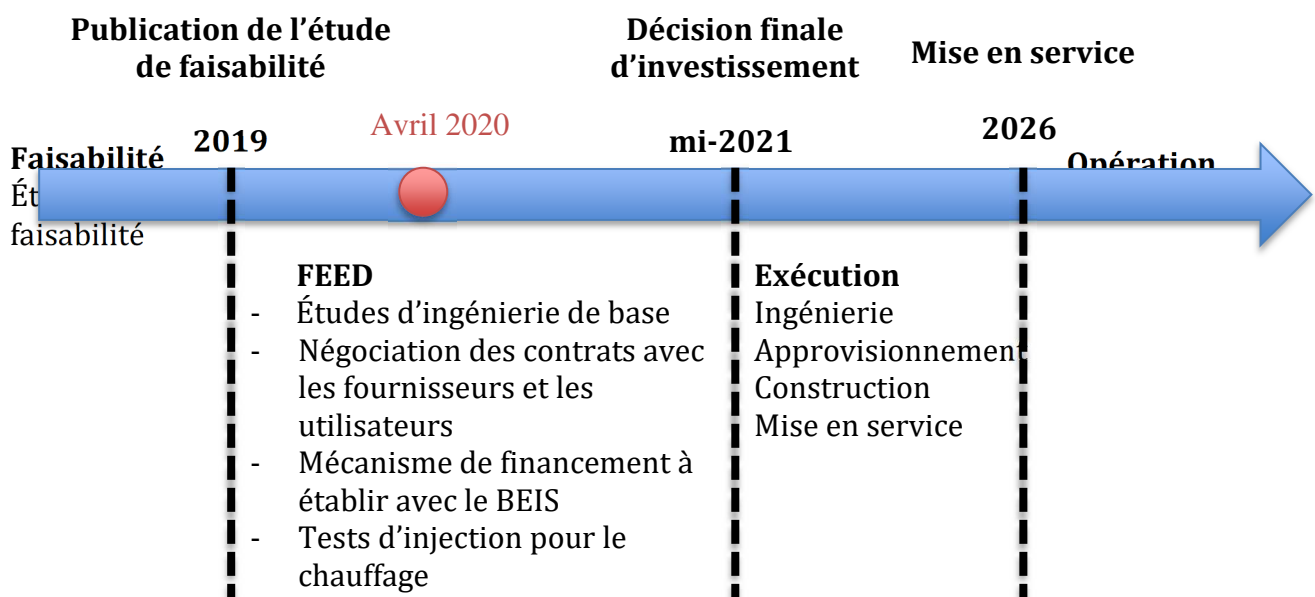
Acteur	Fonction
Université de Keele	Université hôte Propriétaire et opérateur du réseau de gaz
Health & Safety Executive (HSE)	Vérification de la sûreté et autorisation d'opérer à plus de 0,1%
Cadent/Northern Gas Networks	Sociétés apportant leur expertise dans la distribution de gaz. Chefs du projet HyDeploy.
ITM Power	Technologie d'électrolyse

Tableau 11 - Acteurs intervenant dans le 1^{er} test et fonctions correspondantes.

De tels tests d'injection d'hydrogène ont également lieu en France, coordonnés par les opérateurs des réseaux de gaz : par exemple le projet Jupiter 1000 coordonné par GRTgaz à Fos-sur-Mer (nous en discutons dans la Section 4.1) ou le projet GRHYD à Dunkerque coordonné par GRDF.

3.3 Timeline

Le calendrier du projet HyNet NW (Figure 17) est quasiment identique à celui du projet H-Vision (Section 2.3), avec une décision finale d'investissement en 2021 et une mise en service en 2026.



F

Figure 17 – Chronologie du projet HyNet NW [6].

3.4 Évaluation économique et environnementale

Le modèle pour l'évaluation économique est similaire à celui présenté pour le projet H-Vision (Section 2.4) : les coûts donnés dans ce paragraphe sont calculés par rapport à un scénario BAU (dans ce scénario, le projet n'existe simplement pas et les industriels et les habitants continuent d'utiliser du gaz naturel) et sont calculés hors taxes et hors inflation [6].

Cependant, les sources de revenus sont différentes pour le projet HyNet NW. Contrairement au projet H-Vision, HyNet NW ne vend pas d'électricité, et avec le Brexit et la sortie du Royaume-Uni de l'EU ETS en 2021 [19], beaucoup d'incertitudes planent sur le prix du CO₂. De ce fait, il n'est pas encore possible d'estimer le bénéfice lié aux tonnes de CO₂ évitées. On se contente donc dans la suite de détailler les coûts du projets (Tableaux 12 et 13) et les paramètres économiques et environnementaux disponibles (Tableau 14).

CAPEX

Élément	Coût (M€)
Production d'H ₂ et captage de CO ₂	579,63
Transport d'H ₂	201,14
Conversion des industries	88,14
Transport du CO ₂	71,19
Stockage du CO ₂	35,03
Plateformes CO ₂	30,51
Injection dans le réseau de gaz (blending)	22,6
Total CAPEX	1028,24

Tableau 12 – CAPEX du projet H-Vision [6].

OPEX

Élément	Coût (M€/an)
Électricité pour la compression du CO ₂	29,38
Gaz naturel pour la production d'H ₂	27,12
Opération et maintenance de la production d'H ₂	18,08
Opération et maintenance du transport et du stockage du CO ₂	18,08
Électricité pour la compression d'H ₂	3,39
Total OPEX	96,05

Tableau 13 – OPEX du projet H-Vision [6].

Le coût total du projet sur sa durée de vie (20 ans, correspondant à la durée de vie de la centrale de production d'hydrogène), serait donc de **2,9 milliards d'euros**.

Paramètres économiques et environnementaux

CO2 évité (Mt/an)	1,1
Δ LCOE (€/MWh)	26
Coût d'abattement (€/t)	129

Tableau 14 – Quelques paramètres de performance économique et environnementale du projet Hynet NW [6].

Le Tableau 14 montre que le projet HyNet est significativement moins compétitif que le projet H-Vision (scénario de référence) puisque la différence de coût actualisé de l'énergie produite est plus de 3 fois supérieure (26€/MWh contre 8€/MWh). Ceci s'explique peut-être par l'effet d'échelle plus faible dans le cas de HyNet (l'offre d'hydrogène est 2 à 3 fois inférieure).

En 20 ans, on aurait donc au moins 22 Mt de CO₂ évitées d'ici 2046, en négligeant l'arrivée des autres usages pour la mobilité et la production d'électricité évoqués dans la Section 2.6,

3.5 Financement

Le coût du projet est d'environ 3 milliards d'euros et l'énergie produite est 26 € plus chère que l'énergie fournie dans le scénario BAU. Un mécanisme de soutien est donc nécessaire pour compenser ce handicap. Comme pour le projet H-Vision, les mécanismes de financement sont en cours de décision (2020-2022). La structure envisagée du mécanisme de financement est donnée dans la Figure 18 :

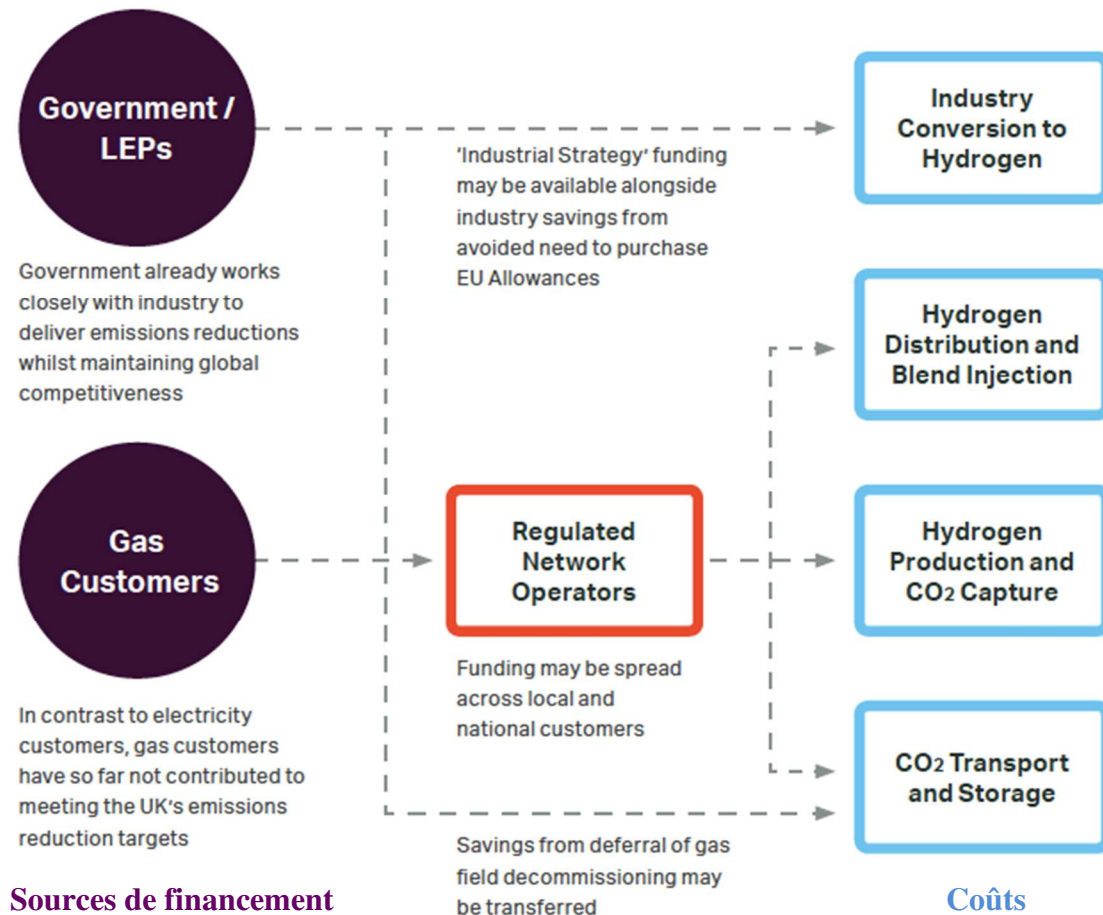


Figure 18 - Mécanisme de financement envisagé pour le projet HyNet NW [6].

Deux acteurs principaux contribueraient au financement du projet :

1. Le gouvernement aiderait :
 - aux coûts liés au transport/stockage de CO₂ en transférant les économies liées aux frais de déclassement évités des infrastructures des champs de gaz
 - à la conversion des équipements industriels, dans le cadre de la stratégie nationale de décarbonation de l'industrie.
2. Les consommateurs de gaz de l'ensemble du Royaume-Uni contribueraient au financement des coûts liés à la production d'H₂, à son injection dans le réseau de gaz et au captage/transport/stockage de CO₂ en payant une facture d'énergie plus élevée. L'idée est de s'inspirer de ce qui a été fait pour le secteur électrique (tarifs de rachat pour l'éolien se traduisant par une augmentation de la facture d'électricité).

L'étude de Frontier Economics [20] commandée par Cadent pour le projet HyNet NW suggère, elle, deux voies de financement principales, par les consommateurs de gaz (augmentation de la facture) mais aussi par les contribuables (augmentation des impôts). Le mécanisme retenu sera probablement une combinaison de ces deux instruments. Le choix de faire porter le coût du projet par l'ensemble des citoyens anglais, consommateurs ou non de gaz, est justifié par le fait que la réduction des émissions de CO₂ est un bien commun. De plus, à terme, le projet envisage d'utiliser l'hydrogène produit pour les transports (Section 3.6) [6], ce qui augmentera également la qualité de l'air, un bénéfice partagé par l'ensemble des citoyens.

3.6 Potentiel de développement ultérieur (après 2026)

Comme pour le projet H-Vision, le projet HyNet NW a une vision plus large que ses applications envisagées à court terme, et cette vision doit être présentée pour saisir le potentiel complet du projet.

La Figure 19 représente l'ensemble des usages envisagés, sur le long terme, par le projet HyNet NW, notamment pour la mobilité et la production d'électricité. D'autres sources d'hydrogène (électrolyse à partir d'électricité produite par des éoliennes *offshore*) sont également prévues, ainsi que du stockage en cavités salines près de Chester. Comme pour le projet H-Vision, la construction de l'infrastructure hydrogène pour le projet HyNet est un atout considérable pour le développement de projets ultérieurs de la région qui pourront s'appuyer sur cette infrastructure.

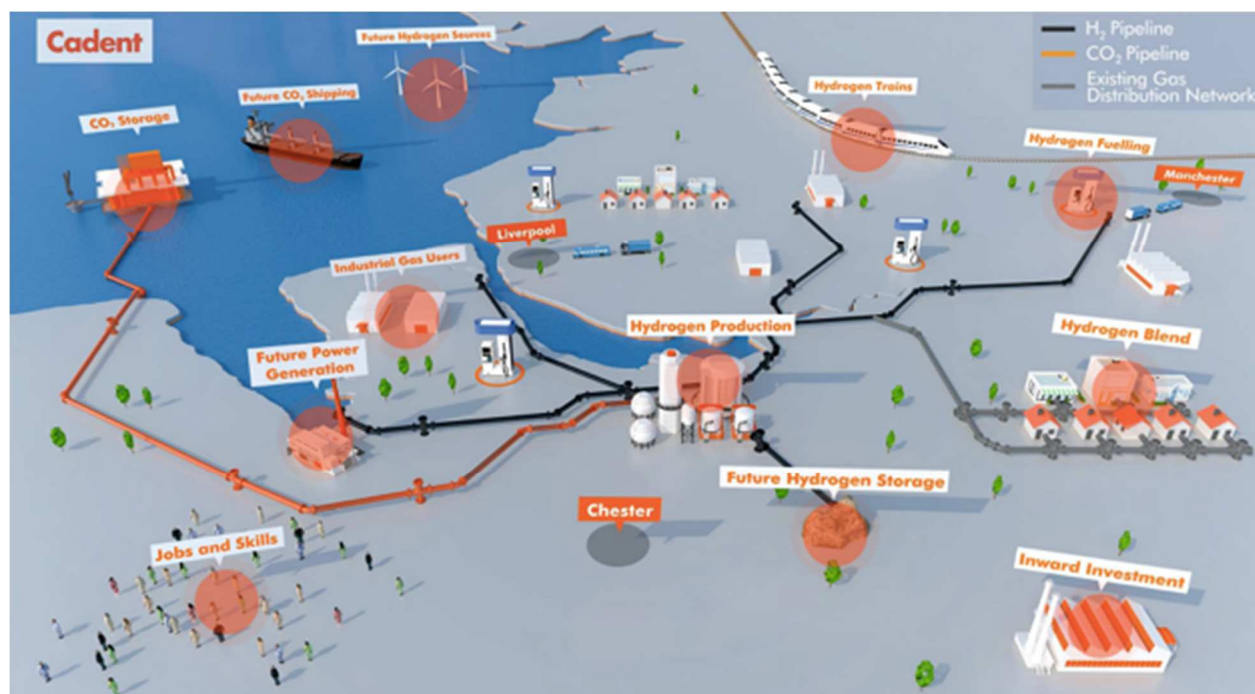


Figure 19 – Perspectives du projet HyNet NW pour la région de Liverpool-Manchester [6].

À l'échelle nationale, le projet HyNet pourrait être répliqué dans trois autres clusters industriels [15] : Humberside, Teeside et Grangemouth. L'ensemble de ces développements futurs et le potentiel de réduction additionnelle d'émissions de CO₂ sont résumés dans la Figure 20.

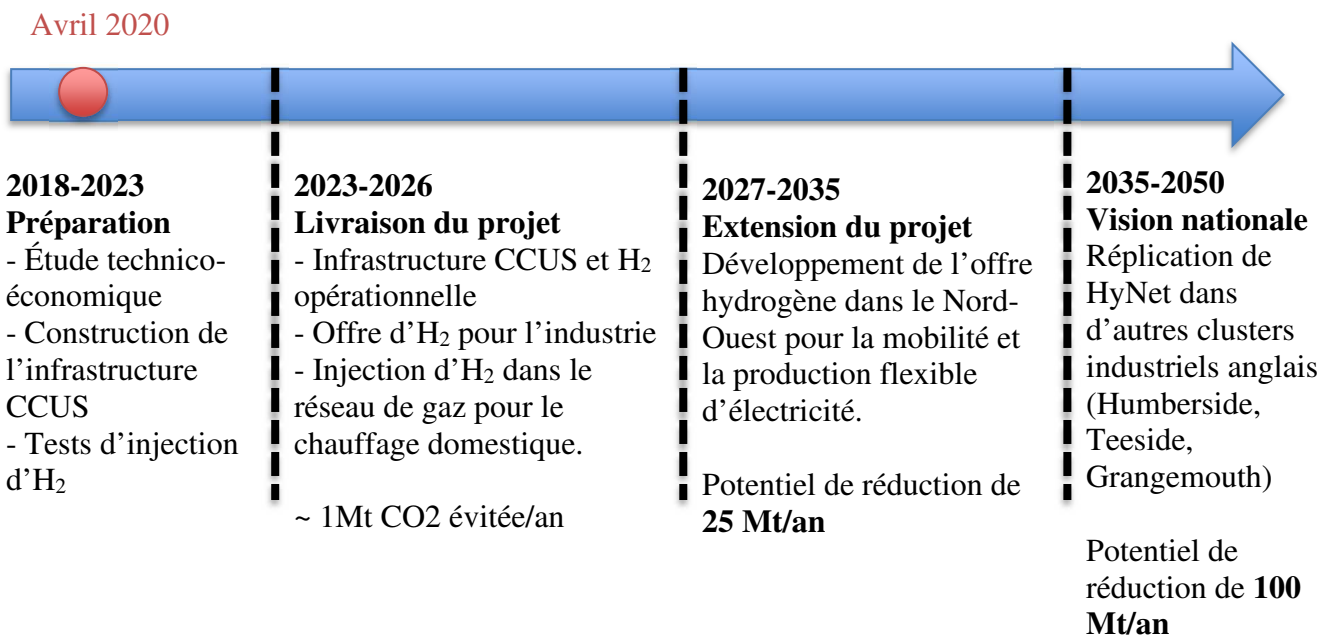


Figure 20 – Chronologie complète du projet HyNet et de ses extensions envisagées [6].

Enfin, l'industrie anglaise pourra bénéficier des efforts réalisés dans le cadre du projet HyNet NW de deux façons différentes [6] :

- Dans la région, l'infrastructure mise au point pour le captage, transport et stockage du CO₂ pourra être utilisée par les industriels intéressés.
- Plus généralement, la conversion des pièces industrielles (chaudières, fourneaux) des sites considérés dans le projet HyNet NW est généralisable à d'autres sites du Royaume-Uni. En particulier, l'industrie verrière anglaise peut s'inspirer sans aucune difficulté technique de l'utilisation pour la verrerie de NSG, pour un potentiel de réduction de CO₂ de 1,2 Mt/an à l'échelle nationale. L'industrie de fabrication de briques, elle aussi, peut également s'inspirer de l'usage conçu pour Ibstock. Les chaudières semblables à celles testées dans le site d'Unilever pourraient également être converties avec un potentiel de réduction de 20 Mt CO₂/an à l'échelle nationale.

4. Autres projets similaires

4.1 Cork CCS, Irlande [21]

Parmi les trois projets additionnels présentés dans cette section, le projet à Cork est celui qui se rapproche le plus des deux projets H-Vision et HyNet NW. Il repose également sur la production d'hydrogène à partir de gaz naturel (hydrogène bleu) et envisage de décarboner la seule raffinerie pétrolière du pays (raffinerie d'Irving) et deux centrales à cycle combiné. Le CO₂ capté serait stocké au large de la côte dans des réservoirs géologiques dont les frais de déclassement seraient ainsi évités, comme pour le projet HyNet NW. Le potentiel de décarbonation est de 2,5 Mt/an. Les autres industries et centrales du cluster pourraient également bénéficier des infrastructures développées à plus long terme.

4.2 H2V Normandie (H2VN) [22]

Le projet H2VN, coordonné par la société H2V Products et RTE, vise à construire une usine de production d'hydrogène par électrolyse dans la zone industrielle de Port-Jérôme dans la commune Saint-Jean-de-Folleville (estuaire de la Seine). Quelques chiffres indicatifs donnés au grand public¹⁰ sont rassemblés dans le Tableau 15.

Production d'H ₂ envisagée (t/an)	28 000
Investissements requis (M€)	230-251
Date de mise en service	2022-2023

Tableau 15 – Quelques données disponibles relatives au projet H2V Normandie [22].

L'hydrogène produit serait injecté dans le réseau d'hydrogène industriel local pour être utilisé par les industriels de la zone. Il est prévu que l'usine tire son électricité grâce à un raccordement au réseau de transport électrique (développé par RTE), ce qui pose la question de l'origine de l'électricité achetée. H2V s'engage toutefois à ce que l'hydrogène produit soit « vert » par le système des garanties d'origine : pour chaque MWh consommé par électrolyse à Port-Jérôme, H2V s'engage à injecter sur le réseau électrique européen 1 MWh d'origine renouvelable.

D'autres applications à plus long terme concerneraient la mobilité terrestre ou fluviale (l'usine est à proximité de la Seine), ou le *Power-to-Gas* avec injection d'hydrogène dans le réseau de gaz naturel, ou méthanation (transformation de l'hydrogène en gaz naturel à partir de CO₂ qui serait capté dans des industries voisines).

Comparée à la production d'hydrogène dans le scénario de référence du projet H-Vision, la production d'hydrogène par électrolyse dans le cadre du projet H2VN est 25 fois moindre.

¹⁰ <http://h2vnormandy-concertation.net/comprendre-projet/>

4.3 Fos-sur-Mer/Lavéra

À l'origine, la région de Fos-sur-Mer/Lavéra était l'une des zones que j'avais sélectionnées pour étudier le déploiement de l'hydrogène dans les ZIP. En effet, comme je le montre dans la suite, son activité industrielle et ses niveaux de pollution justifient que l'on s'attaque à sa décarbonation. Plusieurs projets hydrogène sont en cours à Fos-sur-Mer et dans la région PACA. Pourtant, ces projets ne sont ni de même envergure, ni de même nature, que les projets néerlandais, anglais, irlandais ou français (H2V). Je donne dans cette section plus de détails sur ces projets en cours, après avoir présenté la zone et ses problèmes de pollution.

Une zone industrielle fortement polluée

La ZIP de Fos-sur-Mer, dans le bassin Ouest du port de Marseille-Fos, concentre comme les zones que nous avons présentées précédemment une activité industrielle importante. La Figure 21 détaille les principales industries qui y sont présentes.



Figure 21 – Bassin ouest du port de Marseille-Fos et industries notables [23].

L'activité industrielle de la zone est typique des zones industrialo-portuaires avec notamment:

- des raffineries (Esso, Ineos, bioraffinerie de Total à la Mède) ;
- une industrie chimique (LyondellBasell, Kem One) ;
- une industrie métallurgique (ArcelorMittal, AscoMétal).

Cette activité est associée à une demande énergétique industrielle et une pollution importantes. Le principal émetteur de CO₂ est l'aciérie d'ArcelorMittal (environ 8 Mt par an). Par ailleurs, une étude d'AirPACA [24] montre que, dans la région industrielle plus large de l'étang de Berre, plusieurs substances ont une concentration qui dépasse les valeurs réglementaires : il s'agit du benzène (ArcelorMittal), du 1,3-butadiène et du 1,2-dichloroéthane (intervenant notamment dans la production de chlorure de vinyle de Kem One). L'excès de risque individuel cumulé (ERI), indicateur qui intègre de manière cumulée le danger de toutes les espèces nocives dont la concentration a été mesurée, est représenté sur la Figure 22.

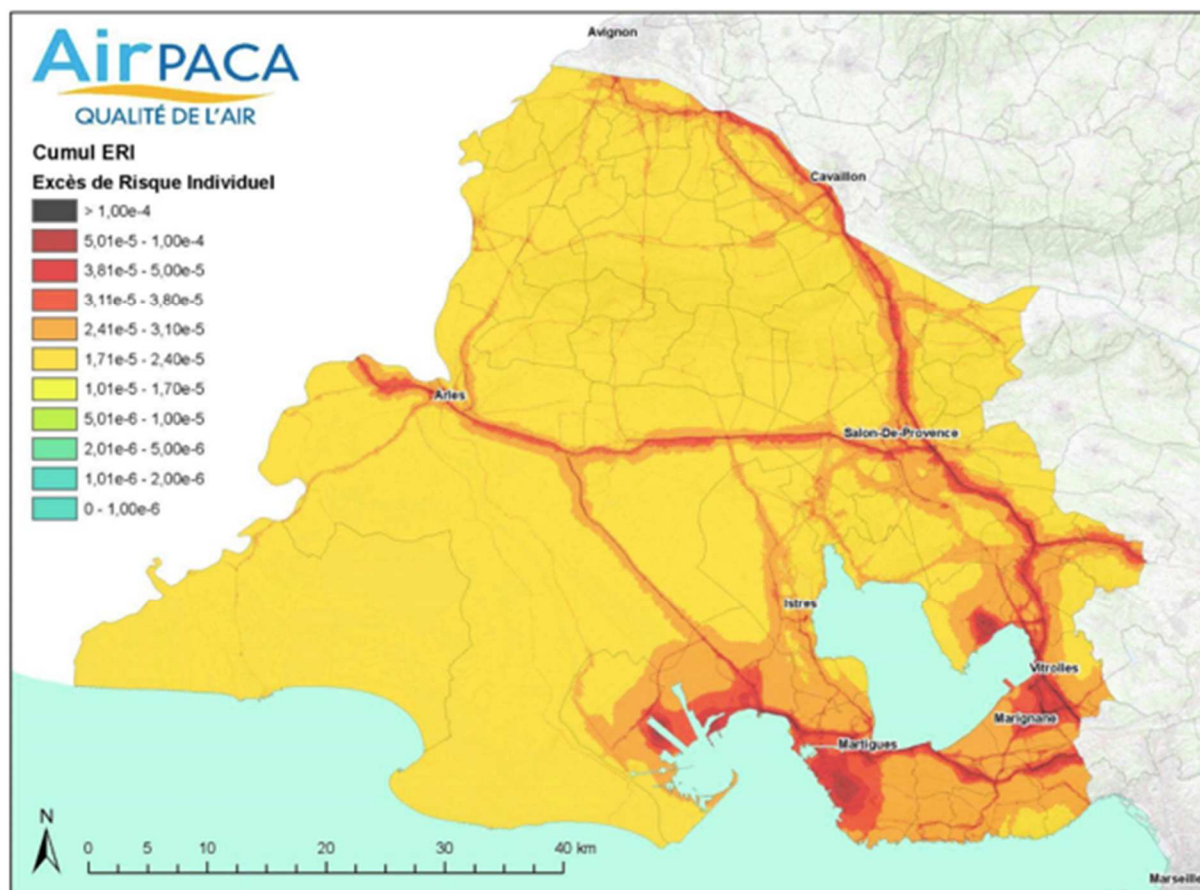


Figure 22 – Excès de risque individuel cumulé (ERI) dans la région industrielle de l'étang de Berre [24].

Selon le rapport du Haut Conseil de la Santé Publique de 2010 [25], l'ERI doit être interprété de la manière suivante :

- un ERI inférieur à 10^{-5} correspond à des niveaux de risques « non préoccupants » ;
- un ERI compris entre 10^{-5} et 10^{-4} correspond à un niveau de risque « sérieux », demandant un approfondissement de l'analyse de vulnérabilité et un plan d'action à moyen terme
- un ERI supérieur à 10^{-4} nécessite un plan d'action et des mesures de protection rapides

On constate que le risque est sérieux dans la zone de l'étang de Berre, et particulièrement à proximité des zones industrielles (notamment Fos-Lavéra) et des axes routiers. Si ce risque n'est pas suffisamment préoccupant pour déclencher des mesures de

protection sanitaires rapides, il est néanmoins bel et bien réel, et nécessite une action à moyen terme.

Une étude de 2019 financée par l'Agence nationale de sécurité sanitaire de l'alimentation, de l'environnement et du travail (Anses) révèle un bilan sanitaire préoccupant [26] :

- 64 % des individus interrogés à Fos-sur-Mer et Port-Saint-Louis (zone voisine) ont été diagnostiqués d'une maladie chronique (troubles respiratoires, dermatologiques, cancers, maladies endocriniennes, diabète) contre 37 % en moyenne en France.
- Le taux de mortalité par cancer y est deux fois plus élevé que dans le reste du pays.

Des projets de petite envergure qui ne s'attaquent pas encore à la décarbonation de l'industrie

Deux projets sont actuellement en cours à Fos-sur-Mer, mais, contrairement aux cas étudiés précédemment, ils ne visent pas à produire massivement de l'hydrogène pour décarboner l'industrie :

- le projet **Hyammed**, coordonné par Air Liquide, consiste en la valorisation de 7000 tonnes d'hydrogène fatales issues de l'industrie chlorochimique¹¹ : Kem One produit en effet 10 000 tonnes d'hydrogène sous-produit de la production du chlore par électrolyse du sel, mais n'en utilise que 3000. Cet hydrogène servirait à faire rouler 8 camions à hydrogène pour un budget total de 10 millions d'euros, et 3000 tonnes de CO₂ évitées par an (informations données par Flavien Pasquet, chef de projet chez Capenergies). Il pourrait aussi servir à alimenter des bornes de rechargement électrique des navires à quai qui seraient difficilement raccordables au réseau électrique, ou à alimenter une barge fluviale (ces deux usages sont en cours d'étude) ;
- le projet **Jupiter 1000** [27], porté par GRTgaz, est un test d'injection d'hydrogène dans le réseau de gaz naturel, à l'instar du test à l'Université de Keele en Angleterre dans le cadre du projet HyDeploy. Il ne constitue donc pas un projet réel de décarbonation de la zone. L'hydrogène est produit par électrolyse (1 MW) à partir d'électricité renouvelable fournie par la Compagnie Nationale du Rhône (CNR) et est directement injecté dans le réseau de gaz (à hauteur de 6%) ou transformé en gaz naturel par méthanation à partir de CO₂ capté par l'aciérie d'AscoMétal. Le coût du projet est estimé à 30 millions d'euros, avec une aide de l'ADEME de 10,6 millions d'euros.

Comme il semble impossible de stocker massivement le CO₂ à proximité de Fos-sur-Mer, la route de l'hydrogène bleu est *a priori* exclue, ce qui est une différence structurante avec les projets nord-européens. L'hydrogène vert semble être la voie retenue, avec les projets HyGreen et HYNOR dont nous parlons dans la section suivante, mais également avec le développement à l'échelle nationale de la filière *Power-to-Gas* dont la faisabilité doit être testée par des projets tels que Jupiter 1000.

Le développement de l'hydrogène vert fait partie de la stratégie nationale d'intégration d'une partie croissante d'électricité renouvelable dans le mix électrique. L'électrolyse

¹¹ informations données par Capenergies.

servirait alors à gommer l’intermittence des énergies renouvelables en produisant de l’hydrogène lorsque la production électrique est excédentaire par rapport à la demande. Cependant, le faible volume et le coût plus élevé de l’hydrogène ainsi produit exclut de fait l’utilisation par les industriels, et correspond davantage à un usage pour la mobilité. D’après Capenergies, d’autres projets pour décarboner l’industrie sont à l’étude mais n’ont pas encore été rendus publics.

Une ambition plus large pour la région PACA

Si les projets hydrogène sont encore d’envergure limitée à Fos-sur-Mer, il y a toutefois un potentiel de développement à l’échelle régionale. La Figure 23 illustre ce potentiel varié, en le décomposant en plusieurs zones distinctes.

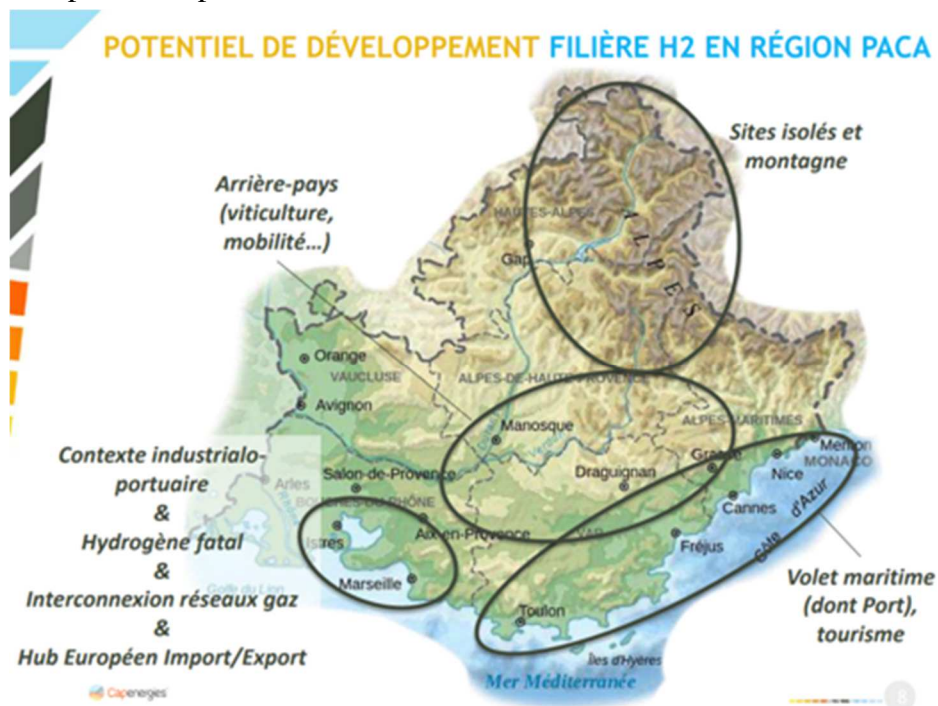


Figure 23 – Potentiel de la filière hydrogène en région PACA [28].

2 projets sortent du lot :

À Manosque, le projet Hygreen, coordonné par ENGIE, Air Liquide et Durance Luberon Verdon Agglomération (DLVA, autorité locale) prévoit la production d’hydrogène vert à partir d’électricité photovoltaïque, et un stockage géologique dans des cavités salines (capacité de 10 000 tH₂/an). Le développement est prévu en plusieurs stades [29]. Dans un premier temps, à l’horizon 2023, le projet conduirait à une capacité d’électrolyse de 17 MW et pourrait servir la mobilité (56 bus à hydrogène prévus). À l’horizon 2027, la capacité d’électrolyse atteindrait 435 MW et l’hydrogène produit pourrait servir à l’industrie et à l’injection dans le réseau de gaz. L’étude de faisabilité est en cours de réalisation. Le budget annoncé du projet est de 300 millions d’euros [29].

Dans les ports de Toulon, et sur le plateau de Signes, le projet HYNORAR [28] prévoit 2 stations de production d’hydrogène par électrolyse, une de 400 kg/jour dans le port de

Brégaillon et une de 20 kg/jour sur le plateau de Signes, pour alimenter un certain nombre d'usages liés à la mobilité:

- 10 véhicules utilitaires à court terme, et 10 supplémentaires à moyen terme ;
- 1 navette maritime de 250 personnes ;
- 2 bus pour la Métropole de Toulon à court terme et 5 bus supplémentaires à moyen terme ;
- quelques bateaux bus à moyen terme ;
- le renouvellement de la flotte du Circuit Paul Ricard soit : 3 véhicules utilitaires, 1 minibus, 1 VL haut de gamme, 1 engin de levage, 1 engin technique aéronautique, 1 navette PMR autonome, 1 camion plateau ;
- divers engins de manutention portuaire à moyen terme ;
- une desserte ferroviaire avec un train à l'hydrogène à moyen terme ;

Le montant total du projet s'élève à 18,67 M€, dont 6,45 millions d'aide de l'ADEME (le projet a été lauréat de l'appel à projet de l'ADEME d'octobre 2018).

Selon Capenergies, la vision d'ensemble à long terme est de faire de la région PACA un portail méditerranéen du commerce de l'hydrogène, en reliant les producteurs d'hydrogène d'Espagne, d'Italie et du Maghreb à l'Europe du Nord. Ce projet a été, parmi d'autres, présenté à l'initiative Hydrogen for Climate Action de la Commission européenne (DG GROW) en janvier 2020 (projet « Golden Flamingo » [30]). L'enjeu est d'être reconnu en tant qu'IPCEI (Important Project of Common European Interest) et de bénéficier d'une aide de la Commission.

5. Aspects technologiques

5.1 ATR ou SMR ?

Les deux projets que nous avons étudiés dans le détail, H-Vision et HyNet NW, s'appuient sur la même technologie de production de l'hydrogène : l'*Auto-Thermal Reforming* (ATR), reformage autotherme du gaz naturel. Cette technologie est mature, et elle est employée principalement pour la production de méthanol et d'ammoniac. Pourtant, la technologie qui est aujourd'hui la plus développée est le *Steam Methane Reforming* (SMR) ou vaporeformage du méthane. Nous détaillons dans cette section la différence entre ces deux procédés, et nous précisons quels sont les avantages de l'ATR par rapport au SMR dans le contexte particulier de la production d'hydrogène avec captage du CO₂.

La différence principale entre les deux procédés tient à la manière dont la chaleur est fournie pour convertir le méthane en hydrogène [31].

- dans le cas du **SMR**, la chaleur est apportée par la **combustion à l'air du méthane dans un réacteur externe**. Dans ce procédé, le gaz naturel est donc utilisé de deux manières : comme combustible pour la production de chaleur et comme réactif pour la production d'hydrogène ;
- dans le cas de l'**ATR**, la chaleur est apportée par la réaction exothermique de conversion du méthane en hydrogène par l'oxygène pur. **Le procédé ne nécessite donc pas d'apport de chaleur externe**, c'est pourquoi on dit qu'il est « autotherme ». Ainsi, dans ce procédé, le gaz naturel n'est utilisé que comme réactif dans la production d'hydrogène. L'ATR nécessite, en contrepartie, une unité de séparation de l'air.

Cette distinction induit 5 avantages de l'ATR par rapport au SMR [32] :

- l'absence de source externe de chaleur **améliore l'efficacité énergétique** du procédé ;
- dans le procédé SMR, la combustion à l'air du gaz naturel émet directement du CO₂ dans l'atmosphère tandis que dans le procédé ATR, le CO₂ produit est contenu dans le gaz de synthèse en sortie du reformeur. **L'empreinte carbone du procédé ATR est donc généralement plus faible** ;
- le réacteur ATR peut supporter des pressions supérieures à celles du réacteur SMR. En conséquence, l'hydrogène produit est directement disponible à haute pression, ce qui **diminue le coût de compression** ;
- le réacteur ATR peut supporter des températures plus élevées que le réacteur SMR. Cela permet une conversion du méthane plus importante et une pureté du CO₂ plus élevée dans le gaz de synthèse, ce qui **facilite son captage** (le taux de captage, toutes choses égales par ailleurs, augmente avec la pureté du CO₂ dans le gaz à traiter) ;

- l'ATR dispose d'une **flexibilité de production supérieure** au SMR. Il peut être opéré à 30-110% de sa capacité nominale avec un *ramp rate* de 1,5%.

Ces avantages sont avancés par les consortiums des projets H-Vision et HyNet NW pour justifier le choix de l'ATR. On notera que parmi ces cinq avantages, celui de l'efficacité énergétique est primordial : il détermine directement les coûts liés à l'achat annuel de gaz naturel. Dans le Tableau 16, nous comparons l'efficacité énergétique, le taux de captage et l'empreinte carbone du processus ATR employé par le projet HyNet NW et du processus SMR. Pour que la comparaison ait un sens, on prend une capacité de production égale à 1,5 GW pour les deux procédés comparés.

Procédé	ATR Johnson Matthew (1.5 GW)	SMR ¹² (1,5 GW)
Efficacité énergétique (HHV ¹³)	79,9 %	79,5 %
Taux de captage	93%	91,2 %
Empreinte carbone (gCO ₂ /kWh)	13,1	20,5

Tableau 16 – Comparaison des procédés ATR (Johnson Matthew) et SMR pour quelques paramètres de performance [32].

On voit que le procédé ATR est préférable en terme d'efficacité énergétique, de captage et que son empreinte carbone est inférieure à celle du procédé SMR.

5.2 Alternatives décarbonées pour la production de chaleur [5]

Dans cette section, nous présentons quelques éléments de réflexion qui justifient le choix de l'hydrogène bleu pour la production de chaleur dans les espaces industrialo-portuaires. Quatre alternatives sont envisagées : l'hydrogène vert, la biomasse, l'électrification (à partir d'électricité renouvelable) et le captage en post-combustion.

L'électrolyse à partir d'électricité renouvelable permettrait de produire de l'**hydrogène vert** presque totalement décarboné. Cependant, cette voie pose aujourd'hui deux difficultés majeures pour un usage industriel :

- elle ne permet pas encore de produire des volumes importants d'hydrogène, à Rotterdam comme à Liverpool. D'une part, dans ces deux zones l'électricité renouvelable n'est pas encore produite en quantité suffisante. D'autre part, il est estimé que pour subvenir aux besoins d'une raffinerie (par exemple, la raffinerie de Pernis dans le cadre du projet H-Vision, qui a une demande de 750 MWe), il faudrait un électrolyseur d'une capacité de 1000 MW_e alors que les électrolyseurs les plus puissants installés ou en construction dans le monde sont dans la gamme 10-20 MW.

¹² donner les précisions

¹³ HHV : *High Heating Value*

Ceci est en contraste avec la production d'hydrogène à partir de gaz naturel, procédé déjà très mature et n'ayant aucune limitation technique de volume ;

- le prix de l'hydrogène produit par électrolyse est encore trop élevé, comparé aux autres moyens de production. Ces prix sont comparés dans le Tableau 17. Le coût de l'hydrogène vert peut être jusqu'à 5 fois plus élevé que celui de l'hydrogène bleu.

Technologie	Coût de production moyen (\$/t _{H2})
Gaz naturel	1-3,2
Gaz naturel + CCS (hydrogène « bleu »)	1,5-2,9
Charbon	1,2-2,2
Renouvelables	3-7,5

Tableau 17 – Comparaison des coûts de production de l'hydrogène pour différentes technologies de production [4].

L'hydrogène vert n'est donc pas encore une filière suffisamment mature pour répondre à une demande industrielle. Elle apparaît alors comme une perspective de long terme (après 2030).

L'utilisation de la **biomasse** a l'avantage d'être stockable facilement et donc de s'adapter à des évolutions rapides de la demande électrique. Néanmoins, l'usage de la biomasse pose plusieurs difficultés :

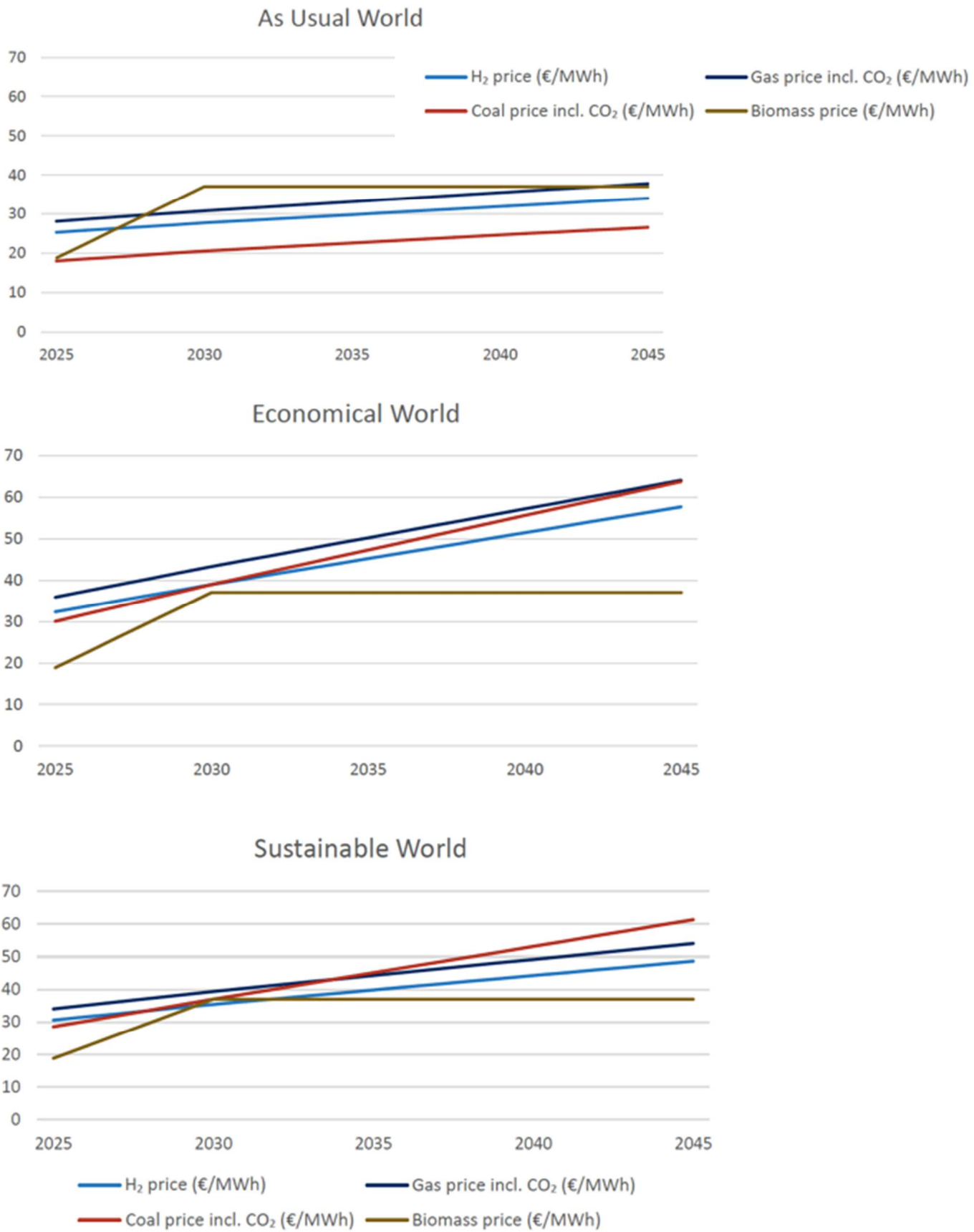
- la limitation des ressources, et la compétition avec les autres secteurs (alimentaire notamment), à moins d'utiliser des ressources recyclées (mais disponibles en plus faibles quantités) ;
- l'empreinte carbone est plus élevée, 36-46 g/kWh, contre 10-20 g/kWh pour la production d'hydrogène bleu ;
- la combustion de la biomasse (selon le type utilisé) produit de la pollution (hors-CO₂), alors que la combustion de l'hydrogène est propre ;
- l'impact sur l'environnement est non négligeable (déforestation).

L'**électrification** pour la production de chaleur, ou *Power-to-Heat*, avec des fours/chaudières électriques ou des pompes à chaleur, serait une autre manière avec l'hydrogène vert d'intégrer les énergies renouvelables, mais cette voie a aussi ses difficultés :

- elle suppose qu'une quantité suffisante d'électricité renouvelable soit disponible ;
- les réseaux électriques ne peuvent pas supporter une électrification massive, et devraient donc dans ce cas être améliorés, ce qui est coûteux.

Enfin, une quatrième voie technologique serait le **captage en post-combustion**, c'est à dire continuer à brûler du gaz naturel avec une unité de captage du CO₂ des fumées produites. Cette solution ne fonctionne que pour un site donné. A chaque source d'émission de CO₂ il faudrait construire une unité de captage, alors que la production d'hydrogène bleu bas-carbone est centralisée et multi-usage, pour l'industrie, pour la production électrique ou pour le chauffage domestique. Ceci implique aussi que le coût d'abattement est très largement dépendant du site envisagé. Le captage en post-combustion n'est donc pertinent que pour certains sites spécifiques très polluants et dans lesquels il est facile d'installer une unité de captage, tandis que l'hydrogène bleu est plus adapté pour décarboner plusieurs sites industriels de moindre envergure.

Annexes



Annexe 1 - Évolutions des prix dans les 3 scénarios économiques envisagés par le projet H-Vision [10].

Degré de développement	Minimum			Référence			Maximum		
Évolution macro-économique et politique	<i>As Usual</i>	<i>Economical</i>	<i>Sustainable</i>	<i>As Usual</i>	<i>Economical</i>	<i>Sustainable</i>	<i>As Usual</i>	<i>Economical</i>	<i>Sustainable</i>
VAN (G€)	- 1,8	- 1,3	-	- 2,8	- 0,7	2,5	-	- 2,1	3,1
ΔLCOE (€/MWh)	19,6	15	-	15	8,02	- 3,56	-	8,98	- 2,58
Coût d'abattement (€/t)	Inconnu	Inconnu	-	Inconnu	73,7	Inconnu	-	Inconnu	Inconnu
CO ₂ évité ¹⁴ (Mt)	27			79			130		

Annexe 2 - Résultats économiques et environnementaux du projet H-Vision pour les différents scénarios envisagés [10].

¹⁴ Sur la durée de vie du projet (2023-2046).

Références

- [1] *Le secteur maritime navigue-t-il vers la décarbonation ?* Carbone 4 & Bertin Énergie Environnement (2019).
- [2] *Assessment of selected alternative fuels and technologies*, DNV GL (2019).
- [3] *Zero-Emission Vessels : Transition Pathways*, Lloyd's Register & UMAS (2019).
- [4] *The Future of Hydrogen*, IEA (2019).
- [5] *Feasibility study report : Blue Hydrogen as accelerator and pioneer for energy transition in the industry* (2019).
- [6] *HyNET North West From Vision to Reality*, Cadent (2018).
- [7] *Workshop on the Innovation Fund with DG CLIMA, EZK and the Dutch Energy and Industry sectors*, Presentation at the European Commission (2019).
- [8] <https://www.rotterdamccus.nl/en/>
- [9] https://en.wikipedia.org/wiki/Heat_of_combustion, consulté le 17.04.2020.
- [10] *Annexes to the H-Vision main report* (2019).
- [11] *La valeur de l'action pour le climat. Une valeur tutélaire du carbone pour évaluer les investissements et les politiques publiques. Rapport de la commission présidée par Alain Quinet*, France Stratégie (2019).
- [12] *Three Steps Towards A Sustainable Industry Cluster*, Contribution by the Rotterdam-Moerdijk industry cluster work group to the outline package for climate agreement (2018).
- [13] <https://www.gasunie.nl/en/expertise/hydrogen/hydrogen-projects> consulté le 07.04.2020.
- [14] <https://www.dewereldvanwaterstof.nl/gasunie/infrastructuur/> consulté le 08.04.2020.
- [15] *The Liverpool-Manchester Hydrogen Cluster : A Low Cost, Deliverable Project*, Cadent (2017).
- [16] *HyNet Low Carbon Hydrogen Plant Phase 1 Report for BEIS*, Cadent (2017).
- [17] *HyNet Industrial Fuel Switching, Feasibility Study*, Cadent (2020).
- [18] *HyDeploy, Second Project Progress Report*, Cadent (2018).
- [19] <https://www.gov.uk/government/publications/meeting-climate-change-requirements-if-theres-no-brexit-deal/meeting-climate-change-requirements-if-theres-no-brexit-deal> consulté le 20.04.2020.

- [20] *The HyNet NW Project, Designing a support package for a full-scale CCS and hydrogen demonstrator*, Frontier Economics (2018).
- [21] *Cork CCS Project Overview*, UKCCSRC Network Conference, Cardiff University (2019).
- [22] <http://h2normandy-concertation.net/comprendre-projet/> consulté le 27.03.2020.
- [23] <https://www.marseille-port.fr/fr/Page/14567> , consulté en janvier 2020.
- [24] *Synthèse du projet SCENARII. Simulation de scenarii de pollution atmosphérique pour une évaluation des risques sanitaires. Application à la région de l'étang de Berre*, AirPACA (2018).
- [25] *Évaluation des risques sanitaires dans les analyses de zone. Utilité, lignes méthodologiques et interprétation. Rapport de la Commission spécialisée Risques liés à l'environnement*, Haut Conseil de la Santé Publique (2010).
- [26] Synthèse du rapport FOS EPSEAL (2019).
- [27] <https://www.jupiter1000.eu/> consulté en janvier 2020.
- [28] Présentation Capenergies, Filière Hydrogène Région Sud-PACA, Paul Lucchese (2018). https://www.cife.eu/Ressources/FCK/files/Forum_Energie/Paul_Lucchese_Fili%C3%A8re_HYDROGENE-R%C3%A9gion_PACA.pdf
- [29] *Supporting large-scale industrial development of green hydrogen projects through an IPCEI*, Présentation à la DG GROW, Bruxelles (2020).
- [30] *Introducing the 'Golden Flamingo' Concept : Setting Up a Mediterranean H2 Hub*, Présentation à la DG GROW, Bruxelles (2020).
- [31] Techniques de l'Ingénieur – Fiche Procédés de production d'hydrogène. Consulté en avril 2020.
- [32] *H21 North of England*, Northern Gas Networks (2018).