

L'HYDROGÈNE EN ÎLE-DE-FRANCE

COMPREHENSION DE LA FILIÈRE
ET IDENTIFICATION DES TERRITOIRES À FORT POTENTIEL



DÉCEMBRE 2022

41.21.06

ISBN 978 2 7371 2238 5



institutparisregion.fr



AREC
AGENCE RÉGIONALE
ÉNERGIE-CLIMAT

L'HYDROGÈNE EN ÎLE-DE-FRANCE

Compréhension de la filière et identification
des territoires à fort potentiel

Décembre 2022

L'INSTITUT PARIS REGION

15, rue Falguière 75740 Paris cedex 15
Tél. : + 33 (1) 77 49 77 49 - Fax : + 33 (1) 77 49 76 02
www.institutparisregion.fr

Directeur général : Nicolas Bauquet

AREC Île-de-France : Christelle, INSERGUEIX directrice de département

Étude réalisée par Lucas SITTLER, Thomas HEMMERDINGER

Cartographie réalisée par Claire VOGEL

Infographies réalisées par Sylvie CASTANO

Maquette réalisée par Lucas SITTLER

N° d'ordonnancement : 41.21.06

Crédit photo de couverture : Thomas VAUTRIN / Wikipedia Commons – La raffinerie TotalEnergies à Grandpuits en Seine-et-Marne (77)

En cas de citation du document, merci d'en mentionner la source : Sittler, L., Hemmerdinger, T. / Potentiel hydrogène en Île-de-France, compréhension de la filière et identification des territoires à fort potentiel / L'Institut Paris Region, AREC / 2022

Sommaire

Table des illustrations	3
Figures.....	3
Cartes	4
Tableaux.....	5
Glossaire.....	6
Sigles et acronymes	7
Introduction	11
L'hydrogène, un intérêt séculaire	12
Chapitre 1 - Usages actuels et potentiels de l'hydrogène	15
1.1 Les secteurs de consommation de l'hydrogène actuels : état des lieux et potentielles évolutions	15
1.1.1 Production de l'ammoniac et raffinage du pétrole : besoins, conséquences territoriales et enjeux futurs.....	17
1.1.2 Hydrogène et pétrole : consommation et potentielle péréquation.....	25
1.1.3 Quel hydrogène pour le raffinage ?.....	28
1.2 Sidérurgie et synthèse de méthanol : vers une modification des utilisations de l'hydrogène	32
1.2.1 Un secteur industriel aux enjeux de décarbonation forts : la sidérurgie.....	33
1.2.2 Le méthanol : lien principal entre hydrogène et industrie chimique	34
1.2.3 Autres usages industriels et techniques	36
1.3 Mobilité décarbonée et énergie secourue : un intérêt nouveau pour l'hydrogène-énergie	38
1.3.1 Opportunités et inconvénients de la mobilité hydrogène.....	38
1.3.2 Usages stationnaires et énergie secourue	53
1.4 Valorisation du CO₂ et hydrogène : une piste pour accompagner le secteur industriel.....	55
1.5 Scénarios d'usages.....	58
Synthèse et recommandations.....	62
Chapitre 2 - Production d'hydrogène : entre enjeux économiques et environnementaux.....	63
2.1 Nomenclature et taxonomie des modes de productions hydrogène	63
2.2 Les modes de production d'hydrogène	66
2.2.1 Le vaporeformage du méthane : hydrogène gris et hydrogène bleu	66
2.2.3 L'hydrogène par électrolyse de l'eau.....	70
2.3 Nouveaux procédés d'obtention de l'hydrogène.....	74
2.4 Le potentiel des énergies renouvelables et de récupération en Île-de-France.....	76
Synthèses et recommandations.....	84

Chapitre 3 - Transport, distribution et stockage de l'hydrogène : des infrastructures invisibles et des limites au développement	85
3.1 Stockage de l'hydrogène	85
3.1.1 Le stockage de l'hydrogène et le Power-to-Gas-to-Power	87
3.1.2 Le Power-to-Gas et l'hydrogène : une réponse potentielle aux besoins en gaz	90
3.2 Transport de l'hydrogène	91
3.2.1 Une géopolitique de l'hydrogène : un potentiel conditionnement du transport de l'hydrogène	93
3.3 Quelles typologies de production de l'hydrogène ?.....	96
Synthèses et recommandations.....	97
Chapitre 4 - La place de l'hydrogène dans les stratégies nationales et régionales	98
4.1 Un contexte international en pleine effervescence	98
4.2 Hydrogène : vers l'autonomie, l'indépendance ?	103
4.3 En France : une stratégie nationale et des plans régionaux	105
Synthèses et recommandations.....	112
Chapitre 5 - Vers des écosystèmes territoriaux hydrogène.....	113
5.1 Définition du concept d'écosystème territorial hydrogène	113
5.2 Une typologie d'écosystèmes territoriaux hydrogène	115
5.3 Représentations et analyses cartographiques.....	120
5.4 Analyse régionale et prospective d'identification de territoires à fort potentiel hydrogène	127
Synthèses et recommandations	131
Conclusion.....	132
Annexes	134
Trois exemples clefs franciliens : besoins estimés et gains GES associés à l'intégration d'une filière hydrogène	134
Construction et résultats des scénarios	136
Tableaux comparatifs de différents scénarios et propositions pour la filière hydrogène	138
Méthodologie de construction de l'outil d'identification des territoires à fort potentiel hydrogène.....	143

Table des illustrations

Figures

Figure I : Evolution de la demande mondiale d'hydrogène entre 1975 et 2018 (en Mt).....	17
Figure II : Consommation globale d'engrais de synthèse azotés entre 1910 et 2018 (en kt) et proportion issue de la réaction d'Haber-Bosch dans le monde	19
Figure III : Evolution de la production agricole et des surfaces agricoles en France depuis 1882.....	19
Figure IV : La teneur en soufre des carburants (en ppm) en rouge le diesel et en bleu les essences.....	26
Figure V : Distance moyenne d'approvisionnement (combustibles fossiles/fissibles – 1965-2006) ...	26
Figure VI : Consommation totale de produits pétroliers raffinés (hors biocarburants) par secteur et dépense totale associée.....	27
Figure VII : Prévission de la demande en pétrole, 2010-2026 (avant la pandémie et dans le rapport Pétrole 2021), en millions de barils/jour, en France	27
Figure VIII : Evolution des parts de marché des énergies dans le parc roulant des véhicules légers (en véh.km, en %)	28
Figure IX : Répartition de l'hydrogène utilisé pour raffiner le pétrole en 2008 en France (en tonnes)	29
Figure X : Répartition des besoins d'hydrogène pur (en bleu) et en mélange (en orange) dans le monde (en millions de tonnes).....	32
Figure XI : Principaux débouchés du secteur de la sidérurgie en Europe, moyenne 2012-2016	33
Figure XII : Secteurs d'utilisations du méthanol	35
Figure XIII : Emission de GES par secteur en France en 2019 (Scope 1) en MtCO ₂ ,eq	39
Figure XIV : Emission de GES par secteur en Île-de-France en 2019 (Scope 1) en MtCO ₂ ,eq	39
Figure XV : Comparaison des pouvoirs calorifiques inférieurs de combustibles (en kJ/kg).....	40
Figure XVI : Comparaison des masses volumiques de combustibles aux CNTP (en kg/m ³).....	40
Figure XVII : Analyse des flux routiers de marchandises en Île-de-France	41
Figure XVIII : Comparaison des émissions annuelles de GES en France spécifiquement sur le secteur du transport intérieur (en Mt CO ₂ ,eq).....	44
Figure XIX : Comparaison des capacités d'emport et des émissions de CO ₂ entre les modes.....	47
Figure XX : Evolution des ventes de matériels de manutention en France entre 2009 et 2018	49
Figure XXI : Comparaison des caractéristiques logistiques des régions françaises	50
Figure XXII : Chiffres-clefs de l'hydrogène	59
Figure XXIII : Hiérarchie des usages de l'hydrogène	60
Figure XXIV : Méthodes de production de l'hydrogène.....	64
Figure XXV : Emissions de CO ₂ ,eq par kg d'hydrogène produit (en kCO ₂ /kgH ₂).....	65
Figure XXVI : Influence du prix du gaz sur le kg d'H ₂	67
Figure XXVII : Influence du prix de la tonne carbone sur le prix du kg d'H ₂	67
Figure XXVIII : Estimation du coût de production d'un kilogramme d'hydrogène par électrolyse alcaline (en euros) – FS : France Stratégie.....	71
Figure XXIX : Estimation du coût de production d'un kilogramme d'hydrogène en fonction de la source d'électricité (en euros) pour un électrolyseur alcalin (500€/kW).....	72
Figure XXX : Estimation des émissions de CO ₂ en fonction du mode de production de l'hydrogène pour un kilogramme d'hydrogène (en kg CO ₂ /kg H ₂).....	73
Figure XXXI : Quelles énergies pour quels usages 2018 ?.....	73
Figure XXXII : En 2016, qui prélève combien ?	79
Figure XXXIII : Comparaison du foncier nécessaire pour une production de 1250 tonnes d'hydrogène par an (soit un électrolyseur de 10 MW).....	82
Figure XXXIV : Impacts territoriaux des scénarios de développement de la filière hydrogène.....	84
Figure XXXV : Densité de l'hydrogène en fonction des modes de stockages (en g/L)	86
Figure XXXVI : Comparaison des différentes technologies de stockage, avec phase de décharge en fonction de la capacité de stockage.....	88
Figure XXXVII : Longueur des hydrogénoducs par pays (en km)	91
Figure XXXVIII : Abaques transport de l'hydrogène à 200 ou 500 bar jusqu'à 500 km – Electrolyse PEM ou alcalin (en kg CO ₂ , eq /kg H ₂).....	92
Figure XXXIX : Illustration des scénarios archétypaux détaillés dans le rapport	95
Figure XL : Fonds alloués aux stratégies hydrogène (en millions d'euros).....	100
Figure XLI : Puissance estimée en électrolyseur en 2030 (en GW).....	101

Figure XLII : Evolution du financement de la CE au FCH-JU (en millions d'euros)	102
Figure XLIII : Typologie des projets financés par le FCH-JU entre 2008 et 2020 (à gauche) et typologie projetée des projets financés par le FCH-JU entre 2021 et 2027 (à droite)	102
Figure XLIV : Besoins en matériaux pour des secteurs-clefs de la filière hydrogène (blanc : nul, turquoise : modéré, vert : fort)	104
Figure XLV : Ecosystème local	116
Figure XLVI : Ecosystème industriel	117
Figure XLVII : Ecosystème démonstrateur régional.....	118
Figure XLVIII : Ecosystème de coopération et planification territoriale	119
Figure XLIX : L'exemple de Boréal Grandpuits	134
Figure L : L'exemple d'une flotte de transports de marchandises	134
Figure LI : L'exemple d'Aéroports de Paris	135

Cartes

Carte I : Carte non exhaustive des émanations déjà connues d'hydrogène natif et de méthane abiotique dérivé de l'hydrogène	16
Carte II : Localisation des usines de production d'ammoniac en France	20
Carte III : Les installations d'hydrocarbures en Île-de-France.....	31
Carte IV : Localisation des lieux de stockage de méthanol en Île-de-France	36
Carte V : Localisation des usines de verre et des usines sidérurgiques en Île-de-France.....	37
Carte VI : Emissions de GES (Scope 1 et 2) des transports routiers.....	43
Carte VII : Zones de dépassement des seuils de niveau sonore en 2018	45
Carte VIII : Panorama des projets hydrogène en Île-de-France.....	45
Carte IX : Emissions de GES (Scope 1 et 2) des transports aérien, fluvial et ferroviaire.....	47
Carte X : La multimodalité fluviale en Île-de-France	48
Carte XI : Projets d'aménagements en m² de plancher (au 01/01/2022)	54
Carte XII : Localisation des sites émetteurs de CO2 en Île-de-France	56
Carte XIII : Potentiel de production électrique annuelle via des photovoltaïques en toitures et en ombrières.....	77
Carte XIV : Les usines d'incinération ouvertes aux déchets non dangereux d'Île-de-France (2020-2021).....	78
Carte XV : Les stations de traitement des eaux usées	80
Carte XVI : Capacités du sous-sol français.....	89
Carte XVII : Présentation des pays ayant développé ou développant une stratégie hydrogène (en bleu clair : projets démonstrateurs, en bleu : une stratégie nationale en préparation, en bleu foncé : pays ayant publié une stratégie nationale)	99
Carte XVIII : Consommation d'hydrogène en 2020 (en millions de tonnes par an)	101
Carte XIX : Distribution géographique des matériaux nécessaires à la filière hydrogène.....	105
Carte XX : Potentiel d'énergies renouvelables et de récupération électrique – Focus sur le solaire et la valorisation énergétique des déchets.....	121
Carte XXI : Mobilité terrestre hydrogène – Logistique routière, ZFE et zones d'activités : la solution hydrogène-énergie	122
Carte XXII : Les Infrastructures multimodale en Île-de-France – L'hydrogène, un nouveau vecteur d'intermodalité.....	123
Carte XXIII : Des secteurs industriels en Île-de-France – Industries et sites en lien avec l'hydrogène.....	124
Carte XXIV : Principaux risques naturels et technologiques en Île-de-France – Une anticipation nécessaire au développement d'une filière hydrogène	125
Carte XXV : Externalités positives – Des impacts positifs à l'implantation d'une filière hydrogène ..	126
Carte XXVI : Carte d'identification selon la typologie « Ecosystème local »	128
Carte XXVII : Carte d'identification selon la typologie « Ecosystème industriel »	129
Carte XXVIII : Carte d'identification selon la typologie « Ecosystème démonstrateur régional ».....	130

Tableaux

Tableau I : Comparaison des besoins en eau des scénarios tendanciel et forte diffusion de l'hydrogène en pourcentage de la masse d'eau prélevée en Île-de-France en 2016	79
Tableau III : Besoins fonciers liés à la production d'hydrogène par électrolyseur (emprise au sol de l'usine) en pourcentage de l'artificialisation des sols en Île-de-France en 2019	83
Tableau VI : Hypothèses pour un scénario tendanciel.....	136
Tableau VII : Hypothèses pour un scénario avec une forte diffusion de l'hydrogène	136
Tableau VIII : : Présentations des besoins fonciers, électriques, en eau et la compensation en dioxyde de carbone liées à des exemples d'installations ou de projets hydrogène en IDF	137
Tableau IX : Mobilité hydrogène.....	138
Tableau X : Production et transport de l'hydrogène	139
Tableau XI : Orientations stratégiques hydrogène	140

Glossaire

Capacité réductrice : l'élément qui cède un ou des électron(s) est appelé « réducteur ». L'hydrogène en cédant un électron, et en devant l'ion H^+ possède donc des capacités réductrices.

Carburant de synthèse (ou E-fuel) : un carburant de synthèse est un carburant obtenu sans pétrole, via un procédé chimique à partir de matières premières contenant du carbone et de l'hydrogène.

Criticité des matériaux : La criticité des matériaux désigne la situation selon laquelle il est difficile de s'approvisionner en certaines matières premières.

Electrolyse : Décomposition d'un corps chimique à l'état liquide par le passage d'un courant électrique.

Exothermicité : caractère des réactions qui dégagent de la chaleur

Désulfuration : opération consistant à éliminer une partie du soufre contenu dans un produit.

Gaz à effet de serre : Gaz d'origine naturelle (vapeur d'eau) ou anthropique (liée aux activités humaines) absorbant et réémettant une partie des rayons solaires (rayonnement infrarouge), phénomènes à l'origine de l'effet de serre.

Gaz de houille : gaz produit lors de la transformation de la houille en coke et par gazéification du charbon.

Gazéification hydrothermale : La gazéification hydrothermale est un procédé physico-chimique de conversion de biomasse humide en gaz naturel.

Hydrogénation : réaction chimique qui consiste en l'addition d'une molécule de dihydrogène (H_2) à un autre composé.

Hydrogène renouvelable : hydrogène produit à partir de matière et d'électricité renouvelables.

Hydrogène bas-carbone : hydrogène dont la production est inférieure à 3 kg CO_2 / kg H_2 .

Hydrogène captif : hydrogène produit à proximité de son lieu d'utilisation

Hydrogène marchand : hydrogène produit dans une optique de vente

Hydrogène fatal ou coproduit : hydrogène issu d'une réaction chimique non destinée initialement à la production d'hydrogène

Méthanisation : processus biologique de dégradation des matières organiques

Méthanation : réaction de synthèse du méthane (CH_4) à partir de dihydrogène (H_2) et de monoxyde de carbone (CO) ou de dioxyde de carbone (CO_2) en présence d'un catalyseur

Pouvoir calorifique (inférieur ou supérieur) : opposé de l'enthalpie de réaction de combustion par unité de masse dans les conditions normales de température et de pression. C'est l'énergie dégagée sous forme de chaleur par la réaction de combustion par le dioxygène.

Power-to-gas : procédé de transformation de l'énergie électrique en énergie chimique

Power-to-gas-to-power : procédé de transformation de l'énergie électrique en énergie chimique puis à nouveau en énergie électrique.

Pyrogazéification : procédé thermochimique consistant à chauffer des déchets en absence ou défaut d'oxygène afin de produire un gaz synthétique contenant du monoxyde de carbone, du méthane et/ou de l'hydrogène.

Stoechiométrie : proportion dans lesquelles des éléments chimiques produisent une réaction déterminée, ainsi que les quantités des substances résultant de toute réaction chimique.

Thermolyse : décomposition d'un corps par la chaleur.

Vaporeformage : procédé de production de gaz de synthèse (syngas) riche en hydrogène

Sigles et acronymes

ACV : Analyse de cycle de vie

ADEME : Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie

AFHYPAC : Association Française pour l'Hydrogène et les Piles à Combustibles (devenue France Hydrogène)

AEM : membrane échanges d'anions

AME : Avec mesures existantes

AMS : Avec mesures supplémentaires

ANR : Agence nationale de la recherche

AREC : Agence régionale Energie-Climat

ATR : Avions de transport régional

BEIS : Department for Business, Energy & Industrial Strategy (département ministériel du gouvernement britannique)

BOM : Benne à ordures ménagères

CCS : Carbon capture & storage (Séquestration du dioxyde de carbone)

CCUS : Carbon capture, utilization & storage

CEA : Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives

CEF : Connecting Europe Facility

CGEDD : Conseil général de l'environnement et du développement durable

CH₄ : Méthane

CO₂ : Dioxyde de carbone

COP : Conférence des parties

CNRS : Centre national de la recherche scientifique

CRE : Commission de régulation de l'énergie

CSR : Combustible solide de récupération

DIRECCTE : Direction Régionale des Entreprises, de la Concurrence, de la Consommation, du Travail et de l'Emploi (devenu DRIEETS)

DPE : Diagnostic de Performance Energétique

DREAL : Direction régionale de l'Environnement, de l'Aménagement et du Logement (DRIEE en Île-de-France)

DRI : Direct Reduced Iron (réduction directe du fer)

DUAT : Département Urbanisme Aménagement et Territoires de l'Institut Paris Region

EDF : Electricité de France

EHB : European Hydrogen Backbone

EnRR : Energie renouvelable et de récupération

EU ETS : European Union Emission Trading Scheme, soit le système d'échange de quotas d'émission de l'Union européenne (mécanisme de droits d'émissions de CO₂ mis en œuvre au sein de l'Union européenne)

FCH-JU : Fuel Cells Hydrogen – Joint Union (devenu Clean Hydrogen Partnership)

GrDF : Gaz réseau Distribution France

GES : Gaz à effet de serre

GIEC : Groupement Interministériel d'Experts sur le Climat

GNL : Gaz naturel liquéfié

GNV : Gaz naturel de ville

GPL : Gaz de Pétrole Liquéfié

GWh : unité énergétique, gigawattheure, milliards de Wh soit millions de kWh ; 1 GWh = 1 000 MWh = 1 000 000 kWh

GRTgaz : gestionnaire du réseau de transport de gaz

Ha : unité de surface, hectare ; 1 ha = 10 000 m²

ICPE : Installation classée pour la protection de l'environnement

IEA : International Energy Agency, Agence internationale de l'énergie

IFPEN : Institut Français du Pétrole et des Energies Nouvelles

INERIS : Institut national de l'environnement industriel et des risques

IRIS : Institut de Relations Internationales et Stratégiques

ISO : International Organization for Standardization ('Organisation internationale de normalisation)

kteqCO₂ : millier de teqCO₂ (voir teqCO₂)

kWh : kilowattheure

kWc : kilowatt-crête, désigne la puissance maximale d'un système de production d'énergie. Unité principalement utilisée pour le solaire photovoltaïque. Dans ce cas il s'agit de la puissance maximale fournie dans des conditions standards

LOHC : Liquid Organic Hydrogen Carriers (liquides organiques transporteurs d'hydrogène)

MIE : Mécanisme d'Interconnexion Européen (CEF)

NASA : National Aeronautics and Space Administration (Agence fédérale du programme spatial civil des États-Unis)

NO_x : Oxydes d'azotes

OCDE : Organisation de coopération et de développement économiques

OIT : Organisation Internationale du Travail

OMS : Organisation mondiale de la santé

ONU : Organisation des Nations Unies

P2G : Power-to-Gas

P2G2P : Power-to-Gas-to-Power

PàC : Pile à combustible

PAC : Politique Agricole Commune (de l'Union européenne)

PCAET : Plan climat-air énergie

PCI : Pouvoir calorifique inférieur

PCS : Pouvoir calorifique supérieur

PDU : Plan de Déplacements Urbains

PDUIF : Plan de Déplacements Urbains Île-de-France

PEM : Proton Exchange Membrane

pH : Potentiel hydrogène (mesure de l'acidité ou de la basicité d'une solution)

PRC : Potentiel de réchauffement global

PRPGD : Plan Régional de Prévention et de Gestion des Déchets

RTE : Réseau Transport Electricité

RTE-T : Réseau transeuropéen de transport

SCoT : Schéma de Cohérence Territorial

SDRIF-E : Schéma Directeur Région Île-de-France - Environnemental

SIPPEREC : Syndicat intercommunal de la périphérie de Paris pour les énergies et les réseaux de communication

SIGEIF : service public du gaz, de l'électricité et des énergies locales en Île-de-France

SMR : Steam Methane Reforming

SNBC : Stratégie nationale bas carbone

SOEC : Solid Oxide Electrolyzer Cell (électrolyseur à oxyde solide)

SRADDET : Schéma régional d'aménagement, de développement durable et d'égalité des territoires

SRB : Stratégie régionale de la biodiversité

SRCAE : Schéma régional climat-air-énergie

SRDEII : Schéma régional de développement économique d'innovation et d'internationalisation

STEP : Stations de Transfert d'Energie par Pompage

TCO : Total Cost of Ownership (coût total de possession)

teqCO₂ (tonne équivalent CO₂) : unité commune à tous les gaz à effet de serre, on mesure la contribution des différents gaz par rapport au CO₂. Par exemple, si on émet 1 kg de méthane dans l'atmosphère, on produira le même effet, sur un siècle, que si on avait émis 23 kg de dioxyde de carbone.

TRL: Technology Readiness Level

UE: Union européenne

UTBM : Université de technologie de Belfort Montbéliard

VUL : Véhicule utilitaire léger

ZAN : Zéro artificialisation nette

ZEN : Zéro émission nette

ZFE : Zone à faibles émissions

Introduction

Qu'est-ce que l'hydrogène ? Est-ce la solution du futur pour résoudre la crise climatique ?

Avantages ? Inconvénients ? Limites ?

Avant même de commencer à se questionner sur les implantations possibles d'écosystèmes hydrogène au sein du territoire francilien, cette étude doit permettre d'appréhender les enjeux de la filière hydrogène.

Depuis quelques années maintenant, l'hydrogène s'est installé dans le débat public et est souvent présenté comme une solution nécessaire pour atteindre la neutralité carbone à l'horizon 2050. Deux atouts majeurs sont ainsi régulièrement mis en avant : sa forte capacité énergétique et la possibilité de stocker durablement de l'énergie avec des pertes énergétiques aisément estimables.

Mais quelles sont les raisons pour lesquelles l'hydrogène n'était pas utilisé auparavant et absent des débats ?

Souvent émise, cette question présente des biais initiaux car la filière hydrogène est nécessaire à nos modes de vie actuels. Composés essentiel à la désulfuration du pétrole, à la production d'engrais de synthèse ou de composés chimiques de base, l'hydrogène est utilisé massivement depuis les années 1930.

Face à l'urgence climatique, la filière hydrogène connaît un regain d'intérêt dans de nouveaux secteurs comme la sidérurgie, les mobilités terrestres, fluviales ou même aériennes. Les qualités énergétiques et matière intrinsèques de la molécule d'hydrogène suscitent de nombreux espoirs pour accompagner les politiques de transition énergétique et écologique. Pourtant, les différents modes de production de l'hydrogène soulèvent des questionnements et les choix en la matière conditionneront les ambitions environnementales associées au développement de cette filière.

Vecteur énergétique propre lors de son utilisation, les nouvelles exigences écologiques, traduites en partie via les analyses de cycle de vie, tempèrent cette vision idyllique. Modes de production, distribution et utilisation doivent être analysés avec une lecture plus complexe qu'uniquement l'absence d'émission lors de sa consommation.

Lancée en 2018 par le Ministère de la Transition écologique, la notion d'écosystèmes territoriaux hydrogène s'est frayée un chemin parmi les professionnels du secteur et de nouveaux acteurs. Parallèlement, la Région Île-de-France a voté un Plan de relance pour la reconstruction écologique de l'Île-de-France. La mesure 167 consiste à « Mettre en place 3 à 4 unités de production d'hydrogène vert de grande capacité en Île-de-France, le long de l'axe Seine, pour servir les besoins fluviaux, routiers et industriels de la Région ».

Une identification et une analyse des écosystèmes territoriaux hydrogène potentiels présents sur le territoire francilien visent à accompagner les nouvelles orientations stratégiques régionales. La finalité de ce document est ainsi de repérer et de cartographier ces territoires à fort potentiel d'implantation d'écosystèmes territoriaux hydrogène en intégrant à la fois la vision de l'ADEME, qui pilote les appels à projets nationaux « écosystèmes territoriaux hydrogène », et des éléments constitutifs des spécificités territoriales franciliennes.

Cette étude cherche en premier lieu à favoriser une meilleure compréhension de la filière hydrogène et de ses enjeux à travers une compilation de connaissances et une analyse des avantages et limites liées à son développement. En second lieu, elle propose une analyse de la notion d'écosystèmes territoriaux permettant d'identifier ces territoires à fort potentiel hydrogène en Île-de-France.

L'hydrogène, un intérêt séculaire

L'hydrogène a été découvert, au XVI^{ème} siècle par le chimiste suisse Paracelse. Sa capture et sa caractérisation n'apparaissent que deux siècles plus tard grâce à l'anglais Henry Cavendish. La capacité de l'hydrogène à s'enflammer, qui lui donnera le nom d'« air inflammable », sa faible densité et ses caractéristiques calorifiques sont d'ores et déjà remarquées.

La polysémie du nom hydrogène (hydro, ὕδωρ = eau et gène, γεννάω = engendrer), à l'image de ces multitudes usages, nous a été donnée par Antoine Lavoisier. Fils d'eau ou formeur d'eau : voici le visage Janus de l'hydrogène utilisé tant comme matière que comme énergie.

Les frères Montgolfier réalisent que la faible densité de l'hydrogène permet de faire décoller un objet suivant le Théorème d'Archimède. C'est la première utilisation à visée technologique de l'hydrogène. Toutefois, dans l'imaginaire collectif, l'hydrogène et les ballons dirigeables sont intimement liés à la catastrophe du ballon Hindenburg dans la ville de Lakehurst au New Jersey, en 1937 (les capacités hautement inflammables de l'hydrogène étant, en partie, responsables de l'incident).

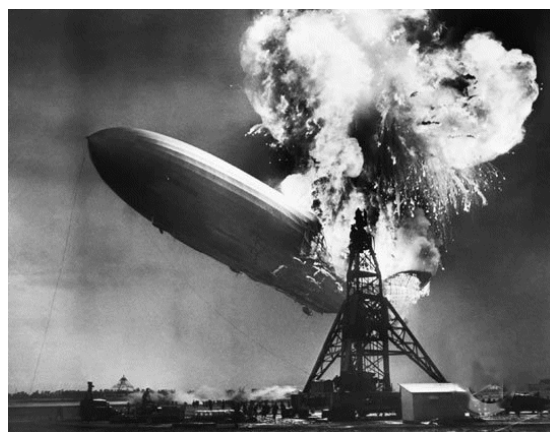
L'utilisation la plus répandue de ce gaz fut pendant longtemps son intégration dans le gaz de ville ou gaz de houille. La production de ce gaz a été mise en place, au début du XVIII^{ème} siècle, à la fois en Angleterre et en France. La composition de ce gaz était plurielle mais l'hydrogène y était présent entre 50% et 60%. Initialement utilisé comme gaz d'éclairage jusqu'à la fin du XIX^{ème} siècle, le gaz de ville a été utilisé jusqu'en 1960 comme combustible pour le chauffage et les appareils de cuisson.

L'apparition et le développement du gaz de ville a conduit à l'émergence de plusieurs secteurs qui revêtirent une importance majeure pour le développement urbain jusqu'à nos jours.

Longtemps, l'éclairage public a fait défaut à la ville de Paris. Au XVII^{ème} siècle, ce problème était considéré comme responsable du haut taux de criminalité présent dans la capitale. L'installation de lanternes, au nombre de 3 000, permit de régler un temps cet état de fait. Ainsi, l'éclairage public au gaz fut à l'origine d'une véritable démocratisation de ce confort nouveau.

Un secteur d'activités émerge alors : la production et la distribution de ce gaz. Initialement portées par des entreprises privées, le regroupement de celles-ci en Compagnie parisienne d'éclairage et de gaz préfigure les entreprises publiques postérieures telles qu'Engie. Des usines de production de gaz germent ainsi dans la périphérie parisienne

d'alors à la Villette, Clichy ou Saint-Denis. Un véritable réseau de distribution voit le jour. Des vestiges, pièces ou éléments techniques témoignent de ce passé industriel comme la fresque de l'usine à gaz de la Villette dans la Cité Michelet. Chauffage des lieux de vie et modes de cuissons sont facilités grâce cette invention nouvelle : le confort moderne naît.



Incendie du zeppelin « Hindenburg »,
le 6 mai 1937 à Lakehurst, New Jersey

Crédits : Nationaal Archief @ Flickr Commons

L'hydrogène via le gaz de ville est alors synonyme de révolution technologique, de sécurité et de progrès.

En 1859, le français d'origine belge, Etienne Lenoir brevète alors un moteur à combustion fonctionnant au gaz de houille. En 1883, la voiture est équipée d'un moteur à hydrogène et parcourt 9 kilomètres entre Paris et Joinville-le-Pont (le véhicule est visible au sein du Musée de l'air et de l'espace du Bourget). En parallèle, les ingénieurs allemands Nikolaus Otto et Gottlieb Daimler réalisent un moteur industriel fixe à gaz. Ce moteur sera breveté et utilisé par de nombreux constructeurs comme Peugeot.



Gaz à tous les étages - Chauffage par le gaz
Crédits : Collection privée, Afegaz



The lamplighter
Crédits : Erik Ludvig Henningsen, collection

¹ Les marchés de l'hydrogène – Situation en 2008 et perspectives, par Alain le Duigou et Marianne Miguet

² *L'économie de l'hydrogène – Après la fin du pétrole, la nouvelle révolution économique* de Jeremy Rifkin

L'imaginaire entourant l'hydrogène s'assombrit fortement dans la seconde moitié du XX^{ème} siècle avec la fabrication de la bombe hydrogène. Les souvenirs laissés par l'utilisation des bombes atomiques sur Hiroshima et Nagasaki entachent l'image de l'hydrogène dans l'inconscient collectif ainsi que la confiance jusqu'alors conférée à l'utilisation de l'hydrogène.

Dans les années suivantes, l'hydrogène est finalement utilisé pour ses capacités énergétiques dans un secteur, lui aussi porteur d'espoir et synonyme de progrès technologique : le secteur aéronautique et plus spécifiquement les fusées. Deux réservoirs remplis d'hydrogène et d'oxygène sont placés sous les fusées. Lors du lancement de la fusée, les gaz présents au sein de ces réservoirs sont mélangés et un système d'ignition permet de lancer la combustion. Aujourd'hui, une part de l'hydrogène produit en France est destinée à ce secteur à hauteur de 4000 tonnes par an¹.

Le terme « économie de l'hydrogène » est apparu dans les années 1970 sous la houlette de John Bockris, un électro-chimiste sud-africain, dans son livre *Energy, the solar hydrogen alternative*. Déjà des descriptions de villes soutenables, alimentées directement par de l'énergie solaire et où l'hydrogène permettrait de compenser le caractère intermittent de cette source d'énergie, apparaissent dans la littérature scientifique.

L'explosion médiatique du terme « économie de l'hydrogène » n'a lieu que 30 ans plus tard, en 2002, avec la parution du livre *L'économie de l'hydrogène – Après la fin du pétrole, la nouvelle révolution économique* de Jeremy Rifkin.

Prédisant la fin du pétrole dans un avenir proche, Jeremy Rifkin entame dans cet ouvrage une critique du développement de notre civilisation à l'aune des lois de la thermodynamique. Établissant une analogie entre le World Wide Web et le système de production énergétique, Jeremy Rifkin estime que « les utilisateurs finaux vont non seulement produire leur propre électricité, mais aussi être capable de la partager avec les autres, représentant un challenge fondamental pour l'actuel régime, « top-down » et unidirectionnel, d'électricité »².

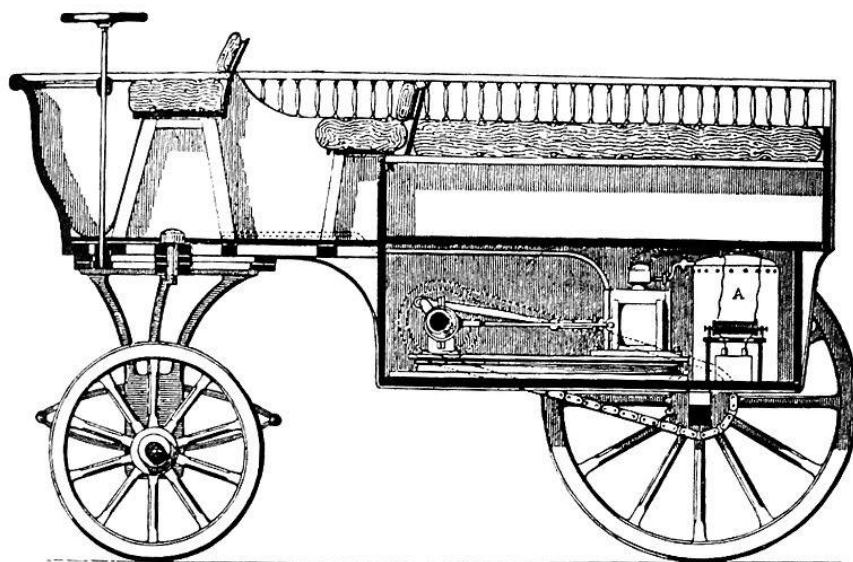
Cet ouvrage a reçu à la fois de nombreux éloges mais aussi de nombreuses critiques : l'hydrogène comme nouveau secteur d'activités a été mis une nouvelle fois au premier plan médiatique. Loin des passions éternelles pour la citation de Jules Verne³ et des nombreuses inventions utilisant de l'hydrogène depuis le milieu du XVIII^{ème} siècle,

³ « Oui, mes amis, je crois que l'eau sera un jour utilisée comme combustible, que l'hydrogène et l'oxygène qui la constituent fourniront une source de lumière et de chaleur inépuisables et d'une intensité que la houille ne saurait avoir. » - *L'Île Mystérieuse*, Jules Verne

le développement de la filière hydrogène actuelle apparaît bien plus structuré que les précédentes tentatives.

Les capacités fantastiques dont est paré l'hydrogène, sont sources d'espoir pour des générations en quête de solutions au dérèglement climatique. Parallèlement, la filière

hydrogène offre une reconversion possible pour des secteurs industriels, pétrole et gaz, critiqués de plus en plus vivement pour leur responsabilité dans le changement climatique. Prophétie auto-réalisatrice ou réel élément déclencheur d'une nouvelle économie, l'hydrogène anime les débats et les descriptions d'un futur plus radieux.



Hippomobile d'Etienne Lenoir,
Crédits : Wikipedia Commons

Chapitre 1 - Usages actuels et potentiels de l'hydrogène

Après quasiment deux siècles de projets et de fictions, le soutien à la filière hydrogène se structure dans les entreprises et dans les politiques publiques. Les capacités énergétiques et de stockage de la molécule de dihydrogène sont les raisons mises en avant pour justifier l'engouement actuel.

Ce chapitre a pour objectif de présenter les utilisations existantes et futures de l'hydrogène. Les typologies d'utilisation de l'hydrogène sont variées et sa destination comme vecteur énergétique est actuellement très faible : seul le secteur aéronautique l'utilise majoritairement ainsi.

Démystifier les idées reçues autour de l'hydrogène et donner les clefs de lecture des enjeux structurels de la filière hydrogène sont au cœur de cette partie. Ainsi, la mise en relation des propriétés physico-chimiques de l'hydrogène et les modes d'utilisation possibles de cette molécule seront mis en avant. Parallèlement, une analyse des besoins en hydrogène sur le territoire français et sur le territoire francilien est essentielle pour intégrer les enjeux futurs de production de cette molécule.

La compréhension de l'utilité actuelle de l'hydrogène permettra d'identifier les secteurs d'activité dépendant de cette molécule. Ce travail mettra en lumière des relations méconnues entre des positions politiques et leurs conséquences sur nos territoires et sur la filière hydrogène en particulier. La vision écosystémique de cette étude commencera par une analyse croisée des besoins en hydrogène et leurs liens avec le modèle économique français.

Ce premier chapitre pose les fondations nécessaires à l'exploration des thématiques, mécanismes, enjeux et limites présentés au sein de cette étude à l'instar des modes de production de l'hydrogène et de leurs externalités (positives et négatives) associées ainsi que les questionnements concernant les enjeux territoriaux inhérents à l'expansion d'une filière hydrogène.

1.1 Les secteurs de consommation de l'hydrogène actuels : état des lieux et potentielles évolutions

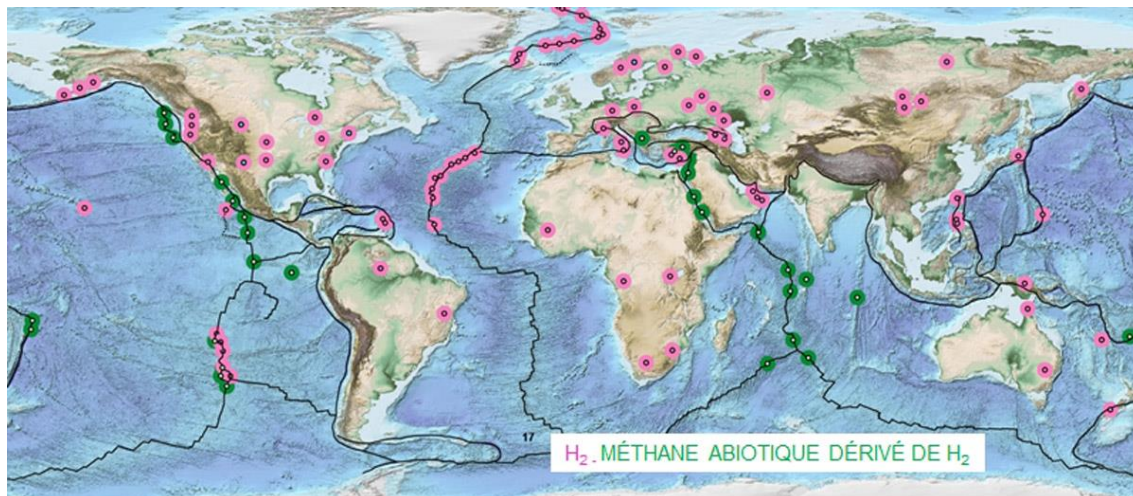
L'engouement autour des propriétés énergétiques de la molécule de dihydrogène ne cesse de grandir. Présenté souvent comme l'énergie du futur, l'hydrogène est actuellement bien plus utilisé pour ces propriétés chimiques que pour ses vertus énergétiques. Par ailleurs, l'hydrogène n'est pas une énergie en soi mais un vecteur énergétique.

Vecteur énergétique (ou vecteur d'énergie) : véhicule ou méthode permettant de transporter de l'énergie d'un endroit à un autre.

Peu présent à l'état naturel, l'hydrogène nécessite d'être produit. Il convient alors de considérer l'hydrogène comme une énergie secondaire. Des recherches concernant l'hydrogène dit « natif » sont en cours. De nombreuses données essentielles ne sont pas encore connues : la quantité d'hydrogène « natif » disponible quotidiennement sur Terre et les localisations des sites les plus appropriés. En outre, la localisation de certains sites (cf. Carte 1) soulève des questionnements sur le mode de transport et de stockage de cet hydrogène.

*Énergie secondaire : énergie obtenue par la transformation d'une énergie primaire
Exemple : L'électricité produite par des centrales nucléaires est issue de la rotation d'une turbine. Le mouvement de cette turbine est produit par la chaleur dégagée par la fission de noyaux d'atomes lourds (Uranium ou Plutonium).*

Carte I : Carte non exhaustive des émanations déjà connues d'hydrogène natif et de méthane abiotique dérivé de l'hydrogène



Crédits : Isabelle Moretti, modifiée d'après Prinzhofer et Deville, 2015

Plusieurs conséquences directes découlent de ce constat. La relative absence d'hydrogène à l'état naturel induit la mise en place de procédés technologiques permettant la production et le captage de cette molécule. La conversion d'une énergie primaire en une énergie secondaire conduit nécessairement à une perte énergétique, et pour l'hydrogène cette perte est importante. Pour valoriser la caractéristique vectorielle de l'hydrogène, le transport et le stockage de la molécule doivent être adaptés à ses propriétés physico-chimiques.

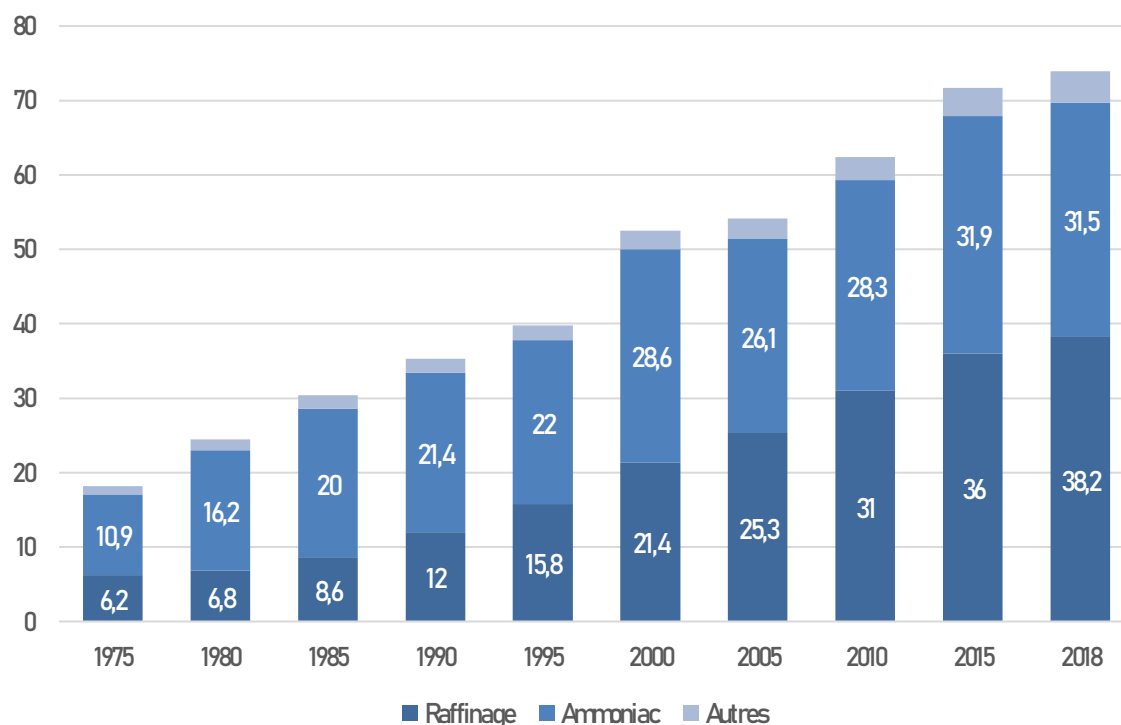
Mise en avant comme la molécule permettant une nouvelle révolution énergétique, en réduisant drastiquement les émissions de GES et de polluants atmosphériques liées au secteur de la mobilité, la molécule de dihydrogène est en réalité actuellement utilisée majoritairement et quotidiennement par des secteurs essentiels à notre vie de tous les jours : le secteur pétrolier et le secteur agricole, secteurs directement responsables de nombreuses émissions de GES.

La Figure I montre explicitement les proportions de l'utilisation de l'hydrogène en fonction des secteurs d'activité. Les deux secteurs principaux, le raffinage du pétrole et celui de la production d'ammoniac, révèlent qu'actuellement l'hydrogène est utilisé pour ses propriétés chimiques et non énergétiques. Représentant 94,3 % de la consommation totale d'hydrogène en 2018, ces secteurs sont essentiels au développement et à la poursuite de la société industrielle actuelle. Oscillant entre 780 000 et 920 000 tonnes, la consommation annuelle française d'hydrogène est conséquente et se distribue aux alentours de 60% pour le raffinage du pétrole, 25% pour la production d'ammoniac et 10% pour la chimie⁴.

Le changement de paradigme proposé dans les stratégies de développement de la filière hydrogène doit questionner les politiques publiques sur son bien-fondé et ses écueils technico-économiques. L'accompagnement de nouveaux secteurs, le soutien ou le renoncement aux activités actuelles dessineront le paysage futur de la filière hydrogène.

⁴ Ministère de la Transition Ecologie – Plan de déploiement de l'hydrogène pour la transition énergétique

Figure 1 : Evolution de la demande mondiale d'hydrogène entre 1975 et 2018 (en Mt)



Crédits : IEA, The Future of Hydrogen, 2019

1.1.1 Production de l'ammoniac et raffinage du pétrole : besoins, conséquences territoriales et enjeux futurs

L'agriculture est un secteur d'activité central pour la France. Le modèle agricole français repose sur une industrie agro-économique nécessitant l'utilisation de pesticides et d'engrais chimiques. Ce modèle agricole est communément nommé modèle intensif.

Modèle agricole intensif (ou agriculture intensive) : système de production agricole fondé sur un accroissement de la production agricole optimisé par rapport à la disponibilité des facteurs de production (moyens humains, matériels et surfaces cultivées). Ce rapport entre volume produit et facteur de production est appelé productivité.

La préservation de ce modèle agricole est structurante dans les politiques publiques nationales et européennes. La France possède actuellement une balance commerciale de 7,8 milliards d'euros grâce au secteur agricole. C'est le troisième poste d'excédent commercial derrière le secteur aéronautique et spatial (29,8 milliards d'euros) et les produits chimiques, cosmétiques et parfums (14,7 milliards d'euros)⁵. En outre, chaque année la France reçoit 9,5 milliards d'euros grâce à la Politique Agricole Commune (PAC). C'est le pays de l'Union Européenne recevant le montant le plus élevé devant l'Espagne (6,8 milliards d'euros), l'Allemagne (6,1 milliards d'euros) et l'Italie (5,7 milliards d'euros)⁶. Depuis 2020 et dans le cadre du Green Deal européen, la Commission européenne présente une stratégie « Farm to Fork », dans le but de réduire les impacts de l'agriculture sur le changement climatique et la biodiversité. L'un des objectifs de cette stratégie est notamment de réduire le recours aux engrais chimiques d'au moins 20% en 2030.

⁵ Haut-commissariat au Plan – La France est-elle une grande puissance agricole et agroalimentaire ?

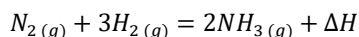
⁶ Parlement européen

Politique Agricole Commune (PAC) : partenariat entre le secteur agricole et la société, et entre l'Europe et ses agriculteurs. Ses objectifs sont les suivants :

- *Soutenir les agriculteurs et améliorer la productivité agricole, en garantissant un approvisionnement stable en denrées alimentaires à un prix abordable ;*
- *Assurer un niveau de vie décent aux agriculteurs de l'Union européenne ;*
- *Contribuer à lutter contre le changement climatique et gérer les ressources naturelles de manière durable ;*
- *Préserver les zones rurales et les paysages dans l'ensemble de l'UE ;*
- *Préserver l'économie rurale en promouvant l'emploi dans l'agriculture, l'industrie agroalimentaire et les secteurs associés.*

Bien qu'il existe des traces archéologiques indiquant que des civilisations anciennes avaient d'ores et déjà identifié une corrélation entre l'azote et le développement des plantes et des cultures, la découverte scientifique établissant un lien de causalité entre ces deux éléments date du XIX^{ème} siècle.

Le procédé Haber, découvert en 1909, est un procédé chimique permettant de synthétiser de l'ammoniac par hydrogénation du diazote.



Lors de la transformation en un procédé industriel, cette réaction pris le nom de *réaction de Haber-Bosch*. L'identification et la démocratisation de ce procédé industriel a modifié complètement l'approche agronomique des cultures occidentales. Rapidement, l'ammoniac a été utilisé comme source principale d'azote minéral pour l'agriculture jusqu'à répondre à 99% des besoins actuels (cf. Graphique II).

Deuxième espèce chimique produite et distribuée dans le monde à hauteur de près de 180 millions de tonnes par an, son mode de production est responsable de près de 500 millions de tonnes de CO_{2,eq}. A titre de comparaison, en 2017, la France émettait 452 millions de tonnes de CO_{2,eq}. La fabrication mondiale d'ammoniac nécessite ainsi environ 5% de la consommation mondiale de gaz fossile. Le contexte géopolitique actuel, avec la guerre en Ukraine, et l'augmentation du prix du gaz fossile provoquent des complications pour les usines de production d'engrais de synthèse et de produits chimiques. Cinq usines de production d'engrais de synthèse sont ainsi à l'arrêt et 24 sites industriels ont réduit leur capacité de production totale, au 25 août 2022⁷. Cette situation mérite une attention particulière tant pour la filière hydrogène que pour le paysage de l'industrie chimique européenne dans son ensemble.

Conjointement, la Figure III, permet d'établir une corrélation avec la réduction des besoins fonciers permis grâce aux nombreuses évolutions du secteur agricole (cf. Encadré Ammoniac et engrais azotés, utilisation et problèmes) et en particulier grâce à l'utilisation de l'hydrogène. Cette évolution des besoins fonciers est à mettre en relation avec l'évolution des tissus urbains et ruraux ayant eu lieu, plus spécifiquement, lors de la seconde moitié du XX^{ème} siècle. Le travail, effectué par l'Institut Paris Region, sur l'évolution de l'occupation des sols de la région francilienne entre 1949 et 2017 permet de visualiser efficacement la transformation de son paysage (cf. Carte III). En moyenne, chaque année, 3430 hectares de terres agricoles disparaissaient au profit de 1734 hectares de terres urbanisées.

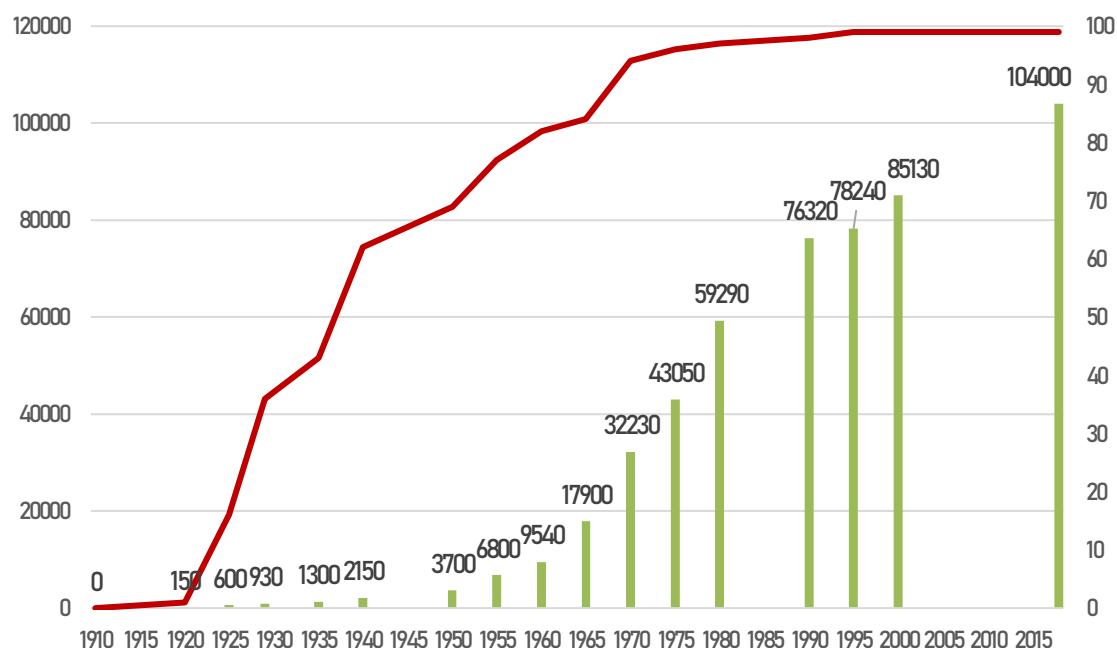
L'évolution du foncier en Île-de-France est illustrative des changements profonds du modèle agricole et de la responsabilité des engrais de synthèse.

La culture des espèces vivrières a également évolué au fil des années. Auparavant, des ceintures maraîchères entouraient la capitale francilienne atteignant « leur apogée à la fin du XIX^e siècle avec des extensions dans les vallées de la Seine, de l'Oise, de la Marne et de l'Orge ou sur le plateau du Mantois à l'ouest, jusqu'à Crécy à l'est. »⁸ Désormais, l'agriculture francilienne est très majoritairement dédiée aux cultures céréalières avec 86% des terres cultivées pour les grandes cultures dont 70 % pour les céréales.

⁷ Source ; ICIS, Natural Earth

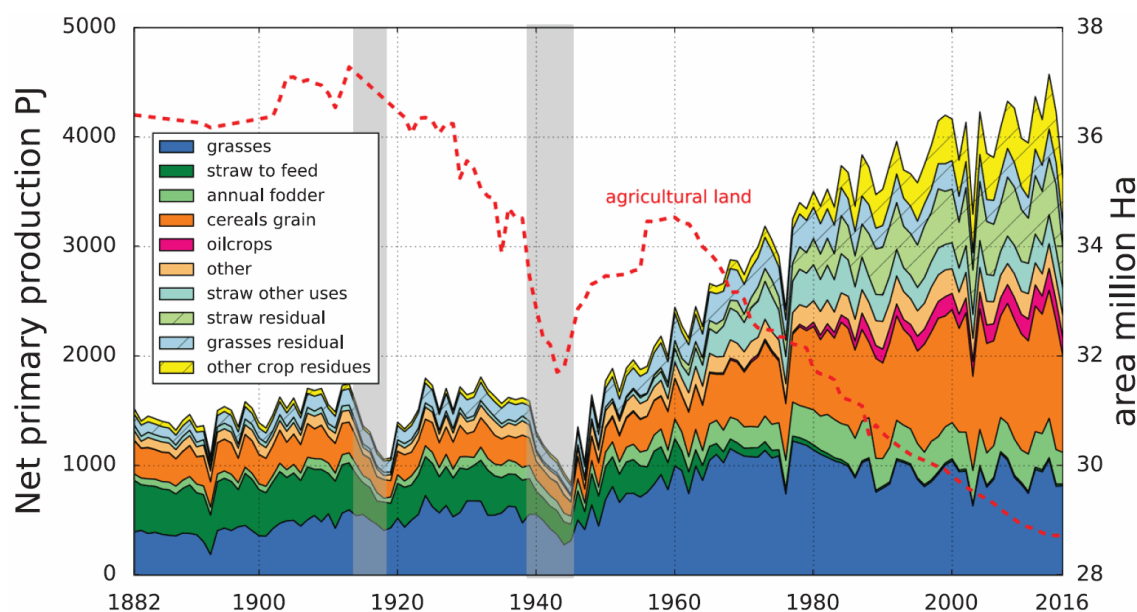
⁸ Monique Poulot. L'agriculture francilienne dans la seconde moitié du XX^e siècle : vers un postproductivisme de proximité ?

Figure II : Consommation globale d'engrais de synthèse azotés entre 1910 et 2018 (en kt) et proportion issue de la réaction d'Haber-Bosch dans le monde



Crédits : L'Institut Paris Region, 2022, Sources : Smil 2001 et Statista Research Development

Figure III : Evolution de la production agricole et des surfaces agricoles en France depuis 1882



Crédits : Harchaoui et Chatzimpiros, 2018

Les transformations urbaines et rurales ayant eu lieu dans la région Île-de-France sont désormais ancrées. Une remise en question du modèle agricole actuel impliquerait des transformations profondes de nos modes d'habitation, de construction de logements et de bureaux mais surtout de productions agricoles. Il est primordial de comprendre les mécanismes ayant mené à l'apparition et au développement de ce modèle agricole, ce qu'il a permis et ce qu'il interdit désormais. L'hydrogène fait partie des rouages du développement d'une agriculture intensive et en faire abstraction fausserait la compréhension de l'ensemble de la filière hydrogène.

La dépendance du modèle agricole actuel aux engrais de synthèse n'est ainsi plus à prouver⁹. Concernant la filière hydrogène, la compréhension des liens entre cette molécule et la production des engrais de synthèse permet d'identifier nos besoins actuels et les potentielles évolutions futures.

Deux grands groupes industriels dominent le marché de production d'ammoniac en France : Yara France et Borealis. Ces deux entreprises ont une capacité de production de 1 495 000 tonnes d'ammoniac par an. Le territoire francilien accueille, comme l'illustre la Carte II ci-dessous, une des usines de production d'ammoniac française, à Grandpuits en Seine-et-Marne. Cette usine peut produire jusqu'à 439 000 tonnes par an et est ainsi l'usine la plus productrice d'ammoniac de France.

La consommation d'hydrogène annuelle en France, pour la production d'ammoniac, est estimée à 220 000 tonnes par an. Cela correspond approximativement à 66 000 tonnes d'hydrogène uniquement pour l'usine de Grandpuits.

Le procédé technique permettant la synthèse d'ammoniac n'est absolument pas émetteur d'hydrogène. Cela signifie que l'ensemble de l'hydrogène utilisée au sein de ce site industriel doit être produit in situ ou acheminé jusqu'à l'usine.

Carte II : Localisation des usines de production d'ammoniac en France



Crédits : L'Elémentarium

⁹ Benjamin Nowak. Diminuer la dépendance aux engrais de synthèse par le recyclage local des éléments minéraux : analyse des stratégies d'approvisionnement en éléments minéraux des exploitations agricoles biologiques. Autre [q-bio.OT]. Université Sciences et Technologies - Bordeaux I, 2013. Français. ffNNT : 2013BOR15243ff. fftel-00982802f

Le faible nombre d'usines produisant de l'ammoniac, quatre en France métropolitaine, et la forte utilisation des engrais azotés sur l'ensemble du territoire français, positionne la région Île-de-France comme un territoire structurant pour la préservation de ce modèle agricole. Si des réglementations politiques venaient à encadrer strictement la production d'hydrogène, l'approvisionnement de l'usine de Borealis, à Grandpuits, deviendrait un enjeu logistique majeur. Cela d'autant plus dans le contexte actuel du conflit entre la Russie et l'Ukraine. En réponse aux sanctions imposées par les pays européens suite à l'invasion russe du territoire ukrainien, la Russie a annoncé en avril 2022 qu'elle suspendait ses exportations d'engrais vers l'Union européenne. L'augmentation des prix des fertilisants a mis en lumière la dépendance européenne en cette matière. En effet, l'Union européenne importe 25 %¹⁰ de ces besoins en azote, potasse et phosphate de la Russie qui est l'un des premiers exportateurs mondiaux d'engrais de synthèse.

Projet d'Ottmarsheim : Une production d'ammoniac bas-carbone

Borealis et Hynamics, une filiale du groupe EDF spécialisée dans l'hydrogène bas-carbone, se sont regroupés pour étudier le développement d'un projet de production d'ammoniac bas-carbone.

Ce projet se situe sur l'un des sites français de Borealis, à Ottmarsheim en Alsace. L'objectif est de produire, à terme, 24 000 tonnes par an d'ammoniac bas-carbone, soit approximativement 2% de la production totale annuelle française. Pour réaliser cet objectif, et éviter l'émission de 33 000 tonnes de CO₂ par an, une production de 4300 tonnes d'hydrogène est nécessaire et ce grâce à un électrolyseur de 30 MW.

Situé aux frontières suisse et allemande, ce projet s'implante dans une zone au fort potentiel et où d'autres projets voient le jour comme RHYn et MosaHYc pour GRTgaz.

Principalement consommé pour la production d'engrais de synthèse, il existe d'autres débouchés à l'ammoniac comme la production de plastiques et de fibres (13 % de la production mondiale d'ammoniac y est destinée) ou encore la confection d'explosifs (2,5 %).

Par ailleurs, la possibilité d'utiliser l'ammoniac comme carburant pour le secteur du transport s'est récemment propagée. Le transport maritime est responsable de 3% des émissions mondiales de GES (approximativement 1000 millions de tonnes de CO_{2,eq}), soit si c'était un pays, le 6^{ème} pays le plus émetteurs de GES, derrière la Chine, les Etats-Unis d'Amérique, l'Inde, la Russie et le Japon mais devant l'Allemagne et la Corée du Sud. Le trafic maritime ne diminue pas et les prévisions indiquent que les émissions de GES qui y sont liées pourraient plus que quadrupler d'ici 2050¹¹. En parallèle, l'ammoniac n'émet pas de CO₂ et se présente à ce titre comme un carburant vert. Toutefois, il est émetteur à la fois de NO_x et de N₂O lorsqu'il est brûlé et cela même par le procédé qui serait utilisé par les navires de fret.

En moyenne, un navire de charge (cargo) ou un navire-citerne (tanker) a besoin de 6350 MWh pour effectuer une traversée¹². Cela correspond à un équivalent de 318 tonnes pour l'hydrogène et de 2027 tonnes pour l'ammoniac.

Premier secteur consommant de l'hydrogène captif¹³ en France, la filière ammoniac est, en un certain sens, un écosystème ayant des ramifications difficilement identifiables de prime abord. La transformation de notre modèle agricole entraînerait des bénéfices évidents pour le climat et la santé publique mais sa mise en application conduirait à de profonds changements. À un certain degré important de réduction d'engrais de synthèses, cela pourrait conduire à l'augmentation des besoins fonciers dédiés à l'agriculture mais aussi une transformation des espèces produites. La stabilité économique de la France dépend en partie de la préservation du modèle agricole actuel. Un changement profond ne pourrait être envisagé qu'à l'échelle nationale.

Comme mentionné dans l'encadré *Ammoniac et engrais azotés, utilisation et conséquences*, l'utilisation des engrais de synthèse est néfaste pour l'environnement. Conséquemment, l'image vertueuse environnementale de l'hydrogène est quelque peu écornée par cette utilisation. Une politique écologique forte, visant à réduire les externalités négatives environnementales de ce modèle agricole, nécessiterait obligatoirement un changement dans l'utilisation de ces adjuvants.

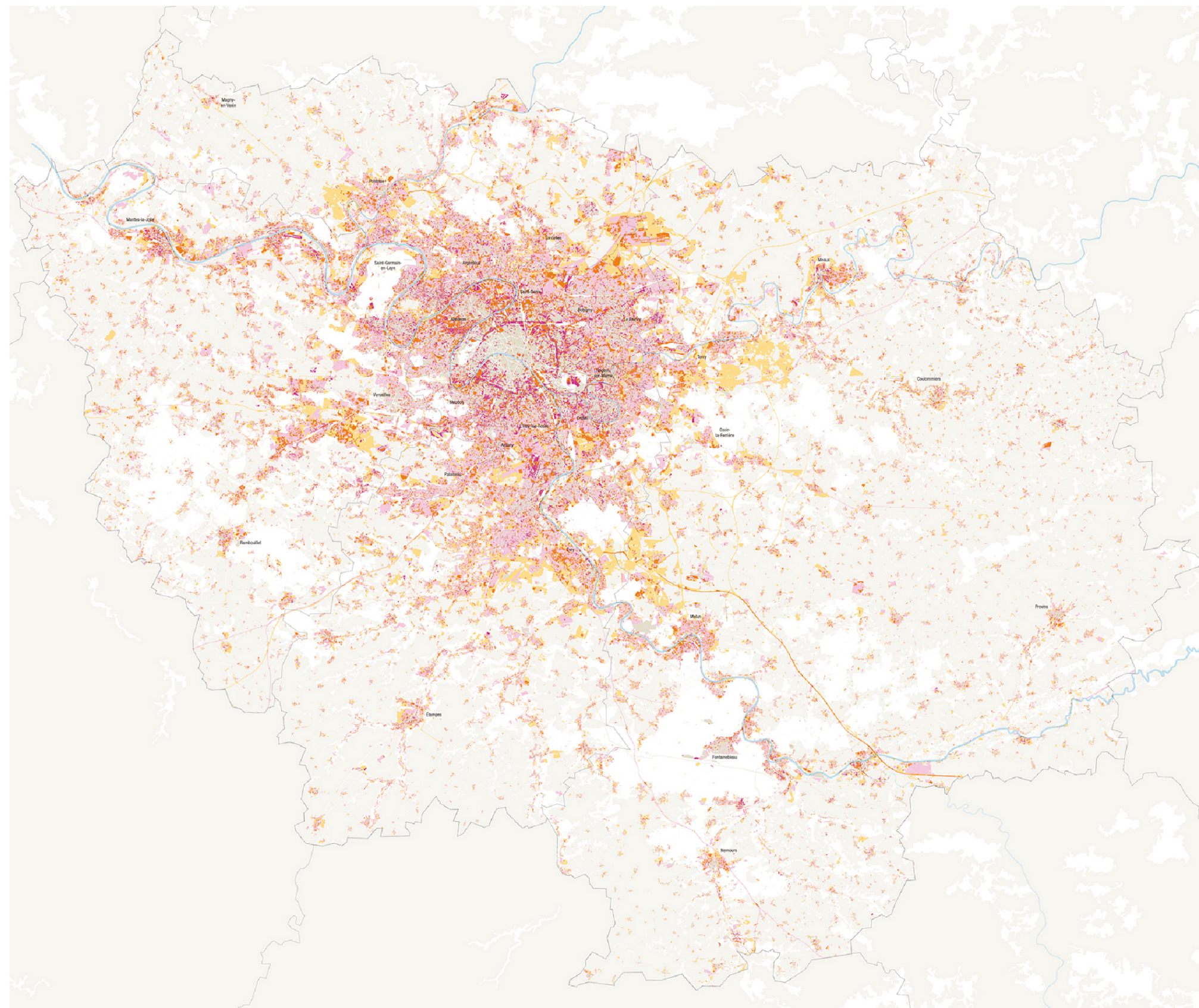
¹⁰ Le Monde, La dépendance du marché des engrais à la Russie met en danger la production céréalière, 14 avril 2022. https://www.lemonde.fr/economie/article/2022/04/14/la-dependance-du-marche-des-engrais-a-la-russie-met-a- risque-la-production-cerealiere_6122064_3234.html

¹¹ Third IMO Greenhouse Gas Study 2014, IMO

¹² A Comparison of hydrogen and ammonia for future long-distance shipping, McKinlay and Turnock

¹³ Hydrogène captif : hydrogène volontairement produit et non résultant d'un procédé non destiné à sa production

A cela, l'ajout des émissions de CO₂ issues des modes de production actuelles de l'hydrogène entraîne directement des répercussions sur les émissions liées à la production d'ammoniac. Décarboner la production de l'hydrogène est essentiel pour lutter contre les émissions de GES de la filière ammoniac, mais cela ne doit pas occulter la seconde partie du problème : cela ne permet pas pour autant de supprimer les autres impacts environnementaux qu'entraîne l'emploi des engrais azotés par le secteur agricole. De plus, il faut ajouter la possibilité que l'ammoniac devienne un vecteur énergétique utilisé par certains modes de transports comme le fret maritime. Ainsi, les changements provoqués par cette modification de notre modèle agricole seraient nombreux : remise en question de la PAC, modification des besoins fonciers et de leur localisation mais aussi des besoins en hydrogène. Afin de réaliser une étude reposant sur des principes écosystémiques, il est nécessaire de mettre en avant de la manière la plus exhaustive possible les effets qu'une telle transformation de la filière hydrogène aurait sur notre société.

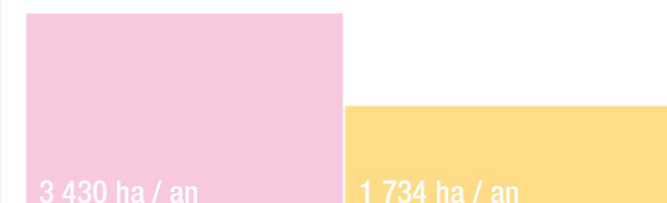


L'URBANISATION DE 1949 À 2017 EN ÎLE-DE-FRANCE

Rythme annuel des apparitions

1949→ 1982→ 2017

Extension
(NAF vers urbain)



Renouvellement
(urbain vers urbain avec changement d'occupation du sol)



Fond de plan 1949

- Espace urbanisé
- Espace boisé
- Espace agricole

N 0 20 km

© L'INSTITUT PARIS REGION 2020
Sources : Mos 1949, 1982, 2017, L'Institut Paris Region



Ammoniac et engrais azotés, utilisation et conséquences

Les raisons connexes ayant permis la révolution agricole sont multiples : l'amélioration du système d'irrigation, la sélection des espèces, le développement des produits phytosanitaires (les pesticides, les herbicides, les insecticides, ...) et enfin les progrès mécaniques.

Néanmoins, désormais considérée comme l'un des piliers de l'origine de la révolution agricole, la synthèse de l'ammoniac a assurément permis l'expansion démographique du XXème siècle et un changement profond de notre modèle agricole.

Précisément, l'ammoniac est utilisé à deux fins dans le milieu agricole : la fertilisation des sols avec des engrais de synthèse et l'alimentation animale. Il est possible de traiter les pailles de fourrage via de l'ammoniac anhydre pour améliorer leurs qualités nutritives. Le rôle des engrais de synthèse azotés est double : nourrir les cultures et maintenir la productivité des sols.

Malheureusement, l'utilisation de cette molécule est responsable d'externalités négatives fortes tant sur la santé humaine que sur les enjeux climatiques.

La combinaison de l'ammoniac avec les NO_x provenant du trafic routier ou le dioxyde de soufre (SO₂) issus de l'industrie provoque la formation de particules fines. Ces particules fines ont un impact important sur notre appareil respiratoire, responsables de 40 000 morts par an en France. (Source : Santé Publique)

En France, l'impact sur le climat résulte de la formation de protoxyde d'azote (N₂O), dont 70 % des émissions proviennent de l'ensemble des engrais chimiques utilisés en agriculture. Le N₂O est le troisième gaz à effet de serre le plus abondant dans l'atmosphère et il y reste plus de cent ans. Le pouvoir de réchauffement global (PRG) de cette molécule est 310 fois plus important que celui du CO₂.

Parallèlement, la Commission Européenne alerte sur la faible baisse des émissions d'ammoniac, uniquement 8% depuis les années 2000, à l'inverse des émissions de dioxyde de soufre (80%) ou des oxydes d'azote (56%). (Source : Rapport de la Commission au parlement européen, au conseil, au comité économique et social européen des régions – Deuxième édition du rapport « Perspectives en matière d'air pur »)

L'ammoniac n'est pas uniquement responsable d'une pollution aérienne mais aussi d'une pollution d'un milieu aquatique. Lors de dépôts excessifs d'ammoniac en milieu naturel, un phénomène d'eutrophisation des milieux aqueux peut se produire. L'eutrophisation des milieux aqueux conduit à la prolifération excessive d'algues, due à la quantité trop grande de matières nutritives. L'une des conséquences directes de l'eutrophisation d'un milieu aqueux est l'asphyxie de celui-ci. Asphyxie qui conduit à la diminution de la biodiversité et de la qualité de l'eau.

Tant pour atteindre la neutralité carbone en 2050 que pour répondre à des enjeux sanitaires, l'évolution de l'utilisation d'ammoniac dans notre modèle agricole apparaît centrale. Néanmoins, les effets en cascade de décisions politiques fortes, concernant l'utilisation de l'ammoniac, auraient *a priori* des impacts indirects au sein de nombreux secteurs.

Pour aller plus loin :

- L'ammoniac : vecteur énergétique pour demain, Séminaire organisé par la Mission pour les Initiatives Transverses et Interdisciplinaires du CNRS et la Cellule Energie du CNRS
- Note Rapide n°858 : Valoriser l'azote et le phosphore des urines pour une meilleure sécurité écologique et alimentaire
- Note Rapide n°868 : La Grande histoire des légumes et de leurs terroirs en Île-de-France
- Programme PIREN Seine

1.1.2 Hydrogène et pétrole : consommation et potentielle péréquation

Le raffinage du pétrole est le premier secteur nécessitant de l'hydrogène en France et dans le monde. Comme explicité dans le graphique I, les demandes en hydrogène dans ce secteur d'activité ont progressé constamment depuis le début des années 1990. Les évolutions des réglementations environnementales concernant les teneurs en soufre des carburants sont aux origines de l'augmentation de la demande en hydrogène.

Les pétroles bruts contiennent entre 1,5% et 2,5% de soufre (la teneur en soufre est exprimée en pourcentage de la masse totale). L'hydrogène est nécessaire dans le procédé technologique du raffinage afin d'extraire le soufre présent dans les fractions moyennes du pétrole telles que l'essence, le kérosène ou le gazole. Cette étape du raffinage est appelée hydrodésulfuration.

Outre la toxicité du soufre pour les catalyseurs utilisés dans les différentes étapes postérieures du raffinage, la combustion de cet atome entraîne la création de dioxyde de soufre.

Le dioxyde de soufre est particulièrement nocif, pour l'espèce humaine, à deux titres : des effets sur l'appareil respiratoire et des impacts sur l'environnement. Le dioxyde de soufre contribue à l'apparition de pluies acides qui appauvrissent les milieux naturels et dégradent les bâtiments. En Île-de-France, les teneurs de ce composé chimique ont chuté drastiquement depuis les années 1950 grâce « à la désindustrialisation, la forte baisse de l'usage du charbon, et de la diminution importante du taux de soufre des combustibles fossiles »¹⁴ selon Airparif.

Les réglementations nationale et européenne sont à l'origine de la diminution en dioxyde de soufre dans les carburants. Le graphique ci-dessous indique l'évolution des réglementations votées puis appliquées des teneurs en soufre autorisés dans les carburants¹⁵.

L'évolution des réglementations sur la teneur en soufre des carburants indique la forte capacité de régulation et d'intervention de l'État français sur les procédés technologiques des industriels. Dans une optique de régulation des modes de production de l'hydrogène, abordés dans le Chapitre 2 de cette étude, les capacités d'intervention de l'Etat doivent être prises en compte.

En 2020, le pétrole représente 31,2% de la consommation mondiale d'énergie primaire¹⁶ et 30,8% en France¹⁷. Cette même année, la France a extrait 664 000 tonnes de pétrole brut. La production francilienne via la raffinerie de Grandpuits affichait à elle seule une capacité annuelle de 4,8 Mt. A titre de comparaison, la France importe annuellement aux alentours de 34,5 millions de tonnes de pétrole en provenance de nombreux pays comme les États-Unis d'Amérique (15%), le Kazakhstan (15%), l'Arabie Saoudite (12,1%), le Nigéria (11,4%), l'Algérie (10,6%) ou encore la Russie (9,1%)¹⁸. En conclusion, la France extrait uniquement 2% du pétrole qu'elle utilise chaque année.

La Figure V est révélatrice de la dépendance accrue de la France, et en particulier de la région francilienne, aux pays producteurs d'énergies fossiles (pétrole, gaz, charbon). Dans une optique globale, il faudrait ajouter les émissions de GES associées au transport de ces combustibles fossiles. Ainsi, ce graphique indique qu'il ne faut plus oublier les transports des matériaux et leurs coûts écologiques. Une analyse de cycle de vie (ACV) est essentielle pour une molécule comme l'hydrogène qui n'émet aucun GES lors de son utilisation comme vecteur énergétique.

Souvent limité à son usage pour le secteur des transports, le pétrole est en réalité utilisé dans de nombreux domaines comme le montre la Figure VI.

¹⁴ Le dioxyde de soufre, Airparif

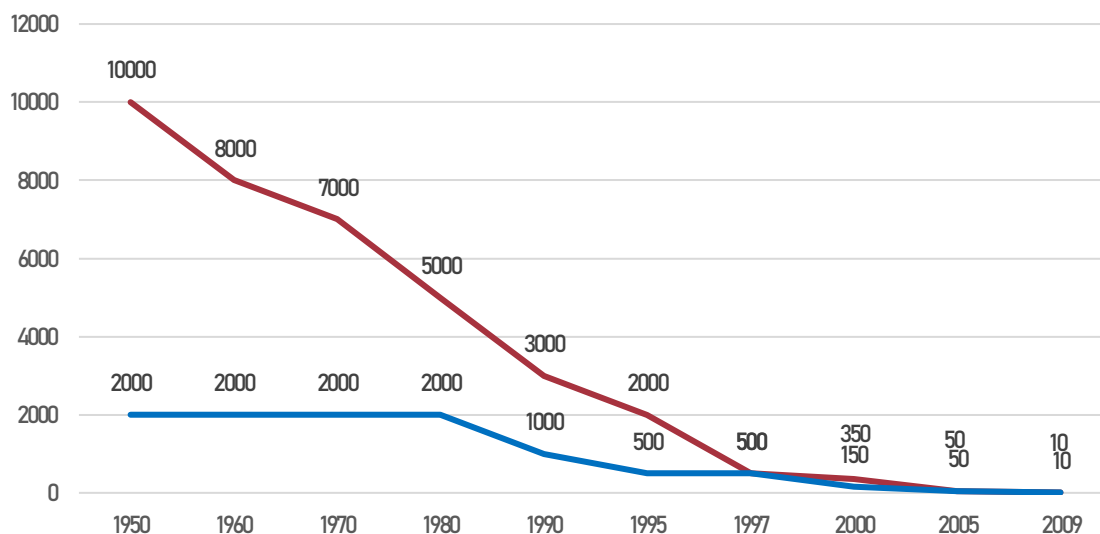
¹⁵ Union Française des Industries Pétrolières

¹⁶ Agence Internationale de l'Energie

¹⁷ Datalab essentiel, Ministère de la transition écologique et solidaire

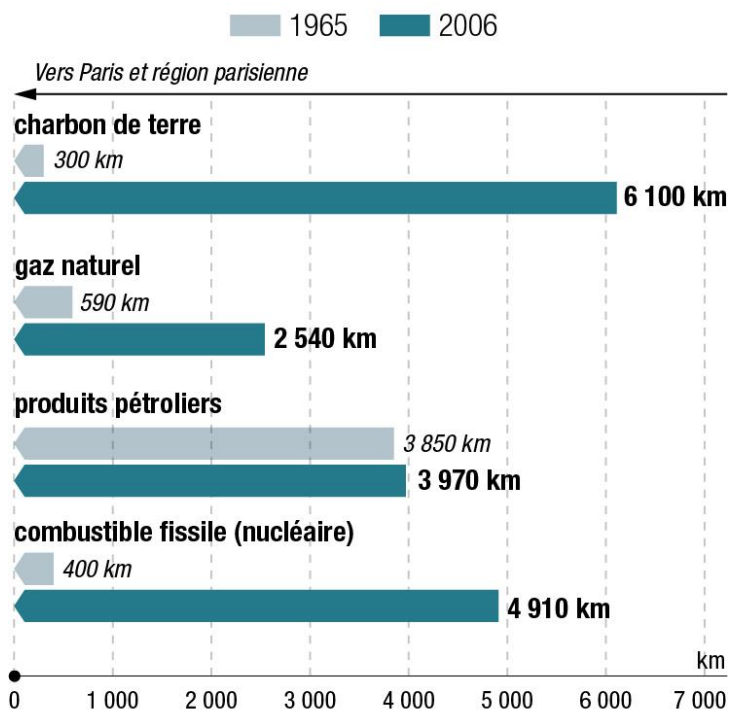
¹⁸ Direction Générale des Douanes et Droits Indirects

Figure IV : La teneur en soufre des carburants (en ppm) en rouge le diesel et en bleu les essences



Source : Rapport du Sénat « Définition et implications du concept de voiture propre »

Figure V : Distance moyenne d'approvisionnement (combustibles fossiles/fissiles – 1965-2006)

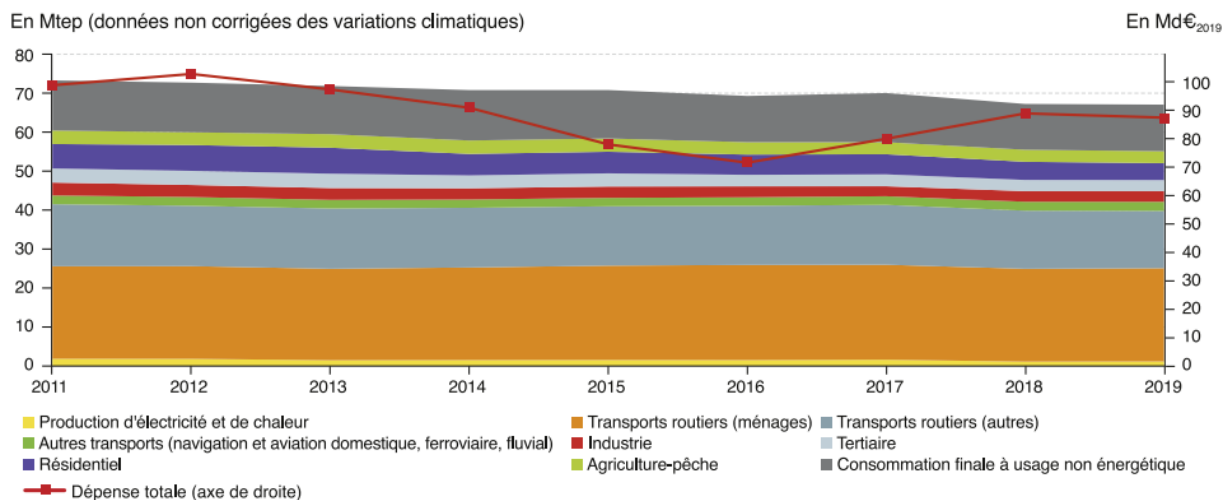


© L'INSTITUT PARIS REGION 2021

Source : Kim E. (2013), les transitions énergétiques urbaines du XIX^e au XX^e siècle : de la biomasse aux combustibles fossiles et fissiles à Paris



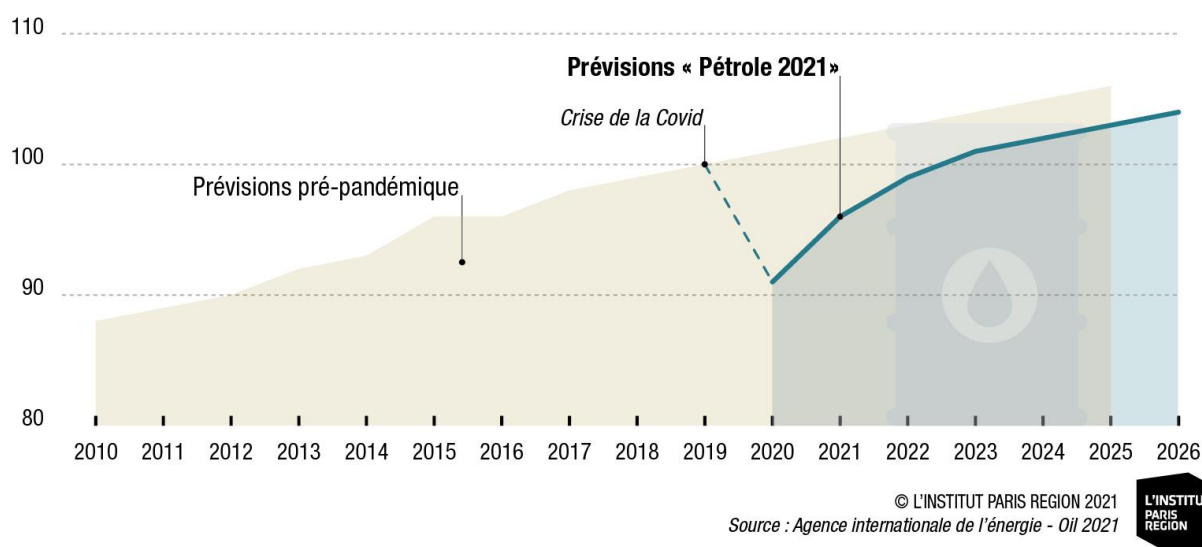
Figure VI : Consommation totale de produits pétroliers raffinés (hors biocarburants) par secteur et dépense totale associée



Note : le secteur des transports n'inclut pas les soutes maritimes et aériennes internationales.
 Champ : France entière (y compris DOM).
 Source : calculs SDES

Crédits : Service de l'Observation et des Statistiques – Commissariat général au développement durable, Bilan de l'énergie, 2019

Figure VII : Prévision de la demande en pétrole, 2010-2026 (avant la pandémie et dans le rapport Pétrole 2021), en millions de barils/jour, en France



Par conséquent, les estimations, réalisées avant la pandémie du COVID-19, mettent en lumière une augmentation de la demande en pétrole dans les prochaines années, à l'encontre des objectifs climatiques et de neutralité carbone. La Figure VII indique clairement une évolution substantielle de la demande en pétrole entre 2022 et 2026, d'environ 6%.

Simultanément, les accords internationaux pour le climat, dont l'Accord de Paris adopté en 2015 est le plus emblématique, dessinent un futur en transformation pour le secteur de la mobilité. En chiffres, cela signifierait qu'à l'orée 2050, la consommation de pétrole devrait être réduite à hauteur de 35%. Cette diminution nécessaire pour respecter l'Accord de Paris entraînerait des répercussions

importantes tant sur la typologie des véhicules que sur les systèmes de production des carburants utilisés.

Ces chiffres sont corrélés par les « Projections de la demande de transport sur le long terme pour la SNBC 2 » du Ministère de la Transition Ecologique.

Figure VIII : Evolution des parts de marché des énergies dans le parc roulant des véhicules légers (en véh.km, en %)

	2015	Scénario AME		Scénario AMS	
		2030	2050	2030	2050
Diesel	25	24	18	24	2
Essence	75	65	51	42	2
Électrique	0	9	29	22	93
Hybride rechargeable	0	3	2	12	2

Crédits : DGECC sur la base des projections du CGDD

Le scénario AME (Avec Mesures Existantes) décrit l'évolution tangentielle que subirait le parc roulant des véhicules légers alors que le scénario AMS (Avec Mesures Supplémentaires) est le scénario construit sur la base du scénario AME en intégrant un ensemble de mesures visant à atteindre la neutralité carbone en 2050. Ces scénarios prévoient une diminution significative (scénario AME) voire quasiment totale (scénario AMS) de la part des véhicules à carburants fossiles. Ces modifications du parc de véhicules roulants impliqueraient des transformations radicales des stratégies des grands industriels du raffinage.

Au niveau européen, des décisions fortes ont aussi été votées dans un paquet de mesures environnementales afin d'atteindre un gain de 55% des émissions de gaz à effet de serre : le *Fit for 55*. Les mesures ayant un impact direct sur du raffinage pétrolier concernent le secteur du transport, dont les principales sont :

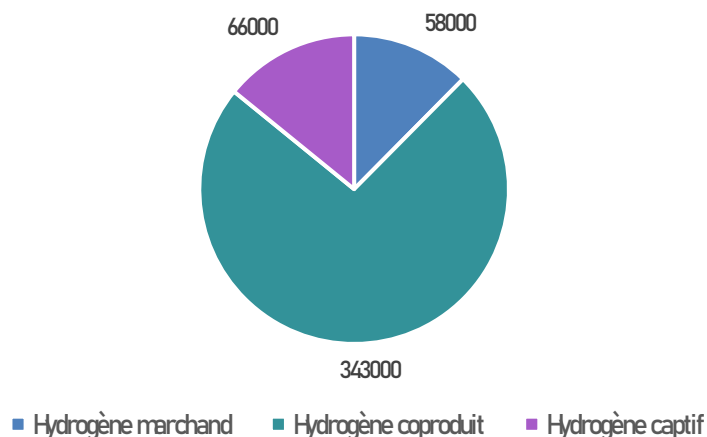
- La fin des quotas gratuits de l'EU ETS serait appliquée à partir de 2036 ;
- L'objectif d'émission spécifique pour les nouvelles voitures particulières et les nouveaux véhicules utilitaires légers serait de 0g/km d'ici à 2035 ;
- L'objectif de taxer davantage les carburants fortement émetteurs en carbone ;
- La fin de la vente de véhicules thermiques neufs en 2035.

La cohérence des choix politiques nationaux et européens devrait œuvrer pour une modification en profondeur des usages actuels des carburants. La transformation des parts de marché des énergies dans le parc roulant des véhicules légers impliqueraient une modification des besoins en pétrole, et par conséquent une réduction des besoins en hydrogène. Cela pourrait être une première piste de transition : redistribuer l'hydrogène actuellement produit vers les nouveaux usages et ainsi encadrer ce changement de destination par des contraintes environnementales.

1.1.3 Quel hydrogène pour le raffinage ?

L'hydrogène utilisé dans le secteur industriel est divisé en trois catégories. L'hydrogène produit volontairement sur le site industriel, nommé « hydrogène captif », c'est le cas par exemple des usines de production d'ammoniac. L'hydrogène produit volontairement, en dehors du site industriel, par une entreprise gazière se nomme « hydrogène marchand ». AirLiquide, AirProducts ou encore Messer sont des exemples d'entreprises gazières. Enfin, lorsque l'hydrogène est issu d'un procédé non dédié à sa production, il est dit « coproduit ». Cet hydrogène, rarement pur, est souvent mélangé à d'autres gaz. Il est alors soit réutilisé dans d'autres procédés, soit brûlé ou relâché. Lors du raffinage du pétrole, la majorité de l'hydrogène utilisé est de l'hydrogène coproduit comme l'indique le graphique ci-dessous.

Figure IX : Répartition de l'hydrogène utilisé pour raffiner le pétrole en 2008 en France (en tonnes)



Crédits : Les marchés de l'hydrogène – Situation en 2008 et perspectives, par Alain le Duigou et Marianne Migue

Cette répartition des besoins en hydrogène dans le raffinage du pétrole indique que seulement un quart de l'hydrogène utilisé doit être produit : le reste étant coproduit. Par conséquent, alors que c'est le raffinage, en France, qui consomme le plus d'hydrogène c'est principalement pour la production d'ammoniac que l'hydrogène marchand est produit.

La Rochelle : projet pour H₂ fatal

Comme mentionné précédemment, une partie de l'hydrogène coproduit n'est pas captée. Toujours selon l'étude réalisée par Alain Duigou et Marianne Miguët, 237 000 tonnes d'hydrogène coproduit étaient valorisées sous forme de chaleur, chaque année. Peu de données existent malheureusement sur l'hydrogène coproduit éventé, des recherches territoriales seraient pertinentes pour identifier et chiffrer cet élément de diagnostic, d'autant plus que l'hydrogène est considéré comme un gaz à effet de serre indirect (cf. chapitre 3).

Dans cette recherche d'optimisation de la production d'hydrogène, le projet Cathy a vu le jour. Envirocat, filiale du groupe MSSA et entreprise spécialisée dans la fabrication de produits chimiques, rejette 100 tonnes d'hydrogène dans l'atmosphère par an. Afin de valoriser cet hydrogène « perdu », la Région Nouvelle-Aquitaine, le Port Atlantique de la Rochelle et deux groupes privés, Socofer et Picoty, se sont associés en vue de répondre à cet enjeu. La destination de cet hydrogène n'est pas encore connue. Les premières estimations concernant le coût du projet sont aux alentours de 800 000 euros.

Toutefois, l'attrait et les promesses autour de l'hydrogène coproduit doivent être tempérés. Il est vrai qu'il serait possible de réorienter l'hydrogène non capté vers d'autres usages comme le secteur de la mobilité ou la réduction de l'utilisation de combustibles fossiles au sein d'autres secteurs industriels. Néanmoins, le captage de l'hydrogène valorisé pour ses caractéristiques calorifiques poserait la question du remplacement de cette molécule par un autre expédient, certainement du gaz fossile. Actuellement, l'alternative pressentie est le gaz fossile, impliquant d'augmenter les quantités de gaz importées ou de développer des infrastructures de production gazière sur le territoire français.

À ce diagnostic, il est nécessaire d'ajouter la reconversion des industries de raffinage déjà en cours comme l'indique la transformation prévue de la raffinerie de Grandpuits (cf. La raffinerie de Grandpuits : un exemple de reconversion).

La décrue annoncée et voulue par les politiques publiques introduit une nouvelle question : l'avenir des infrastructures existantes. La carte IV, *Les installations d'hydrocarbures en Île-de-France*, met en évidence un réseau de canalisations important dans la région francilienne ainsi que les sites industriels existants. La filière hydrogène pourrait saisir l'opportunité de la transformation de ce secteur économique pour répondre à deux de ses futurs enjeux : le transport de l'hydrogène et les besoins fonciers liés à la production et la distribution de cette molécule.

La raffinerie de Grandpuits : un exemple de reconversion

Dans le cadre de la stratégie visant à la neutralité carbone, un projet de reconversion de la raffinerie de Grandpuits a été lancé par TotalEnergies en septembre 2020. Ce projet a pour objectif d'abandonner totalement le raffinage de pétrole pour se concentrer sur quatre nouvelles activités industrielles :

- la production de biocarburants majoritairement destinés au secteur aérien,
- la production de bioplastiques,
- le recyclage de plastiques,
- l'exploitation de deux centrales solaires photovoltaïques.

L'investissement consacré à cette reconversion est estimé à 500 millions d'euros.

Ce projet est promu comme une démonstration d'un investissement pour accompagner les évolutions environnementales traversant la société. Néanmoins, des critiques ont été formulées par les employés et les syndicats. L'un des arguments avancés repose sur la nécessité d'intégrer des polymères vierges (produits via une transformation du pétrole) pour recycler le plastique. D'après ces acteurs, Total opte pour une stratégie qui intègre la diminution des besoins pétroliers dans le secteur de la mobilité et qui mise sur la constante et inaltérable nécessité de l'usage des plastiques dans la vie quotidienne.

Les installations vouées à se transformer se situent souvent dans des territoires charnières de la région francilienne. Les évolutions de la filière hydrogène vers le secteur de la mobilité ou l'accompagnement à la décarbonation des sites d'activités, via le remplacement des véhicules logistiques par exemple, pourraient bénéficier grandement du foncier libéré.

A titre d'exemple, l'annonce de Total concernant la non-remise en fonction de l'oléoduc Le Havre-Paris pourrait être une opportunité de liaison des régions Normandie et Île-de-France. L'axe Vallée de Seine est considéré par de nombreux acteurs de l'hydrogène comme l'un des territoires structurants pour le développement de la filière hydrogène (cf. chapitre 4).

Les stations-services, aujourd'hui majoritairement dédiées aux carburants fossiles, pourraient être reconverties en stations multi-énergies. Ces stations distribueraient alors des sources d'énergie comme l'électricité mais aussi l'hydrogène.

Pour aller plus loin :

- Fragiles Métropoles, le temps des épreuves – Les Cahiers de l'Institut Paris Region

1.2 Sidérurgie et synthèse de méthanol : vers une modification des utilisations de l'hydrogène

La production de l'ammoniac et le raffinage du pétrole sont les deux grandes activités ayant contribué à la structuration de la filière hydrogène en France et dans le monde. Les évolutions futures de ces deux grands secteurs d'activité sont à observer avec attention afin d'accompagner la transformation du paysage hydrogène actuel.

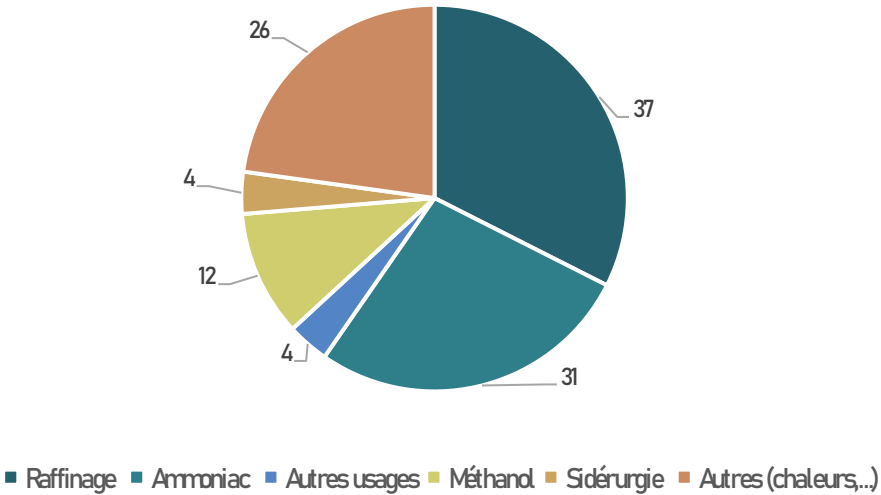
Récemment, l'apparition de nouveaux procédés techniques ont amené de nouveaux secteurs d'activités à se positionner sur la question de l'hydrogène. Ces prises de position ne peuvent nécessairement être dissociées de l'évolution des normes environnementales, du prix des énergies fossiles et de la fiscalité carbone.

La concomitance de ces changements affecte le secteur de la chimie et le secteur sidérurgique.

En comparaison avec le secteur du transport, les effets climatiques directs et indirects du secteur sidérurgique et de la chimie sont moins connus. Toutefois, les émissions de GES sont importantes et méritent d'être adressées. La répartition extrêmement ponctuelle des usines sidérurgiques et chimiques, sur le territoire français, soulève des questionnements radicalement différents de ceux du secteur de la mobilité. Pour référence, « en France en 40 ans, les consommations d'énergie du secteur de l'industrie, sidérurgie comprise, ont diminué de 40% (47,9 Mtep en 1973 et 28,8 Mtep en 2014). Au cours de la même période, les consommations d'énergie du secteur tertiaire augmentaient de 20% (56,2 Mtep en 1973 et 67,7 Mtep en 2014), et de 88% pour le secteur du transport (25,9 Mtep en 1973 et 48,8 Mtep en 2014) »¹⁹.

Une différence majeure avec la production d'ammoniac et le raffinage du pétrole réside aussi dans la pureté de l'hydrogène, jusqu'alors utilisé. En effet pour les deux premiers secteurs présentés dans cette étude, l'hydrogène utilisé doit être pur. Cette caractéristique est nécessaire pour le bon déroulé des réactions chimiques idoines. Pour le secteur de la sidérurgie et de la chimie, et plus particulièrement la synthèse du méthanol, il est possible d'utiliser de l'hydrogène en mélange. En réalité, il est même nécessaire que l'hydrogène soit combiné avec un autre gaz pour permettre la réaction.

Figure X : Répartition des besoins d'hydrogène pur (en bleu) et en mélange (en orange) dans le monde (en millions de tonnes)



Source : Agence internationale de l'énergie

Afin de décarboner ces usages, les besoins en hydrogène « renouvelable » ou « bas-carbone » seront augmentés substantiellement par les demandes de ces secteurs, en particulier la sidérurgie.

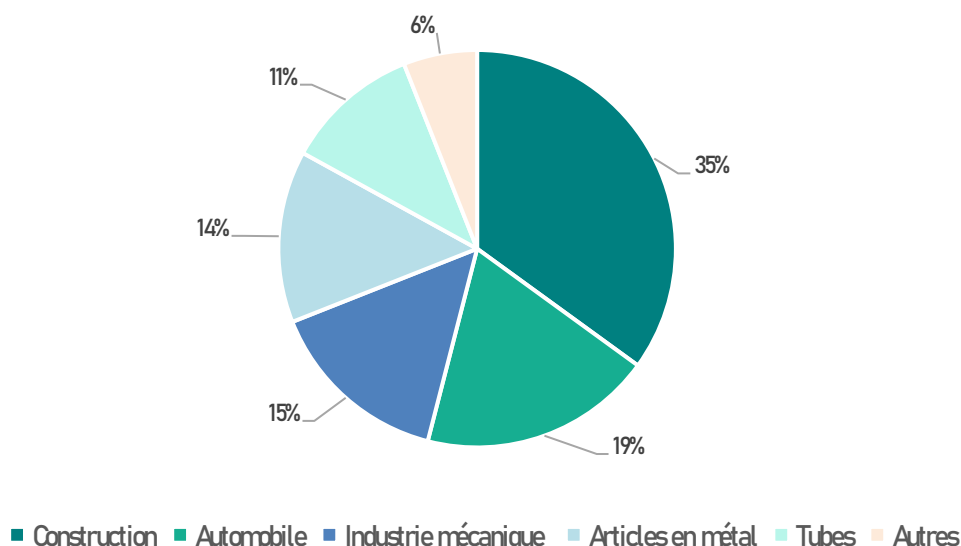
¹⁹ Concepts et chiffres de l'énergie : La consommation énergétique dans l'industrie en France, Delphine CHAREYRON – Hélène HORSIN MOLINARO et Bernard MULTON

1.2.1 Un secteur industriel aux enjeux de décarbonation forts : la sidérurgie

Le secteur de la sidérurgie intègre deux activités : la production d'acier et les activités de premières transformations. La production d'acier consiste à transformer le minerai brut ou de la ferraille en acier. Laminage, profilage, étirage ou encore extrusion sont considérées comme des activités de premières transformations.

Les débouchés de la filière sidérurgique sont nombreux et essentiels pour le modèle de développement économique et nos modes de vie actuels.

Figure XI : Principaux débouchés du secteur de la sidérurgie en Europe, moyenne 2012-2016



Source : Eurofer, 2016

Alors que le nombre d'emplois, en France, dans le secteur sidérurgique est à la baisse, la production d'acier brut est relativement stable depuis 2010. Ainsi, entre 2010 et 2017, la production d'acier oscille entre 14 et 16 millions de tonnes pour avoisiner 15 millions de tonnes en 2019, tandis que le nombre d'emplois chute de 43 000 à 38 000.

Un regard sur la situation du marché sidérurgique français apporte un autre prisme de lecture. En 2018, les importations d'acier (15,1 millions de tonnes) dépassaient les exportations (14,8 millions de tonnes). Ce différentiel s'explique par le type de produit sidérurgique observé. La France se caractérise par une production importante de grandes quantités d'aciers plats, grâce à l'utilisation de hauts fourneaux. A l'inverse, la France produit très peu de produits tels que les barres, les poutrelles ou les fils en acier.

Autrement exprimé, l'acier exporté français est réimporté sous forme de produit transformé ou fini. Ceci conduit le secteur sidérurgique français à être vulnérable aux évolutions de l'offre et de la demande mondiales.

Conjointement, dans une réflexion écosystémique, en partie pour réduire les émissions des GES, ces flux de produits interpellent.

Outre cet état des lieux, le secteur sidérurgique est responsable de l'émission de 19 millions de tonnes de CO_{2,eq} en 2017, soit 4% des émissions totales françaises de CO₂, une part stable depuis 2011. A titre de comparaison, les émissions de ce secteur représentent 7,6% des émissions de CO_{2,eq} dans le monde²⁰. Un véritable enjeu de décarbonation de ce secteur existe et l'hydrogène serait au centre d'un des procédés permettant de réduire ces émissions, grâce au caractère réducteur de la molécule de dihydrogène.

L'industrie sidérurgique consomme encore de grandes quantités de charbon, c'est l'un des derniers secteurs industriels en utilisant autant. La raison principale de cette consommation est le fort besoin d'efficacité énergétique à très haute température. Les combustibles fossiles remplissent parfaitement ce rôle. Pour engager cette transition énergétique et réduire les émissions de GES, la filière sidérurgique compte utiliser la molécule de dihydrogène.

²⁰ Rapport du Sénat « Sur les enjeux de la filière sidérurgique dans la France du XXI^e siècle : opportunité de croissance et de développement »

Deux étapes sont nécessaires pour produire de l'acier : la réduction du minerai et sa fusion. Ces deux étapes peuvent se faire au sein d'un même équipement (les hauts fourneaux) ou successivement. L'utilité de l'hydrogène comme agent réducteur a déjà été analysée et étudiée par les grands groupes industriels. En effet, la fusion du minerai en présence de charbon émet à la fois du monoxyde de carbone et de l'hydrogène. Ces gaz en remontant dans le haut fourneau réduisent le minerai. Ceci est le principe même de cette méthode de production sidérurgique. L'ajout d'hydrogène supplémentaire pour décarboner cette méthode est étudiée et les résultats indiquent qu'une réduction des émissions de dioxyde de carbone jusqu'à 20%²¹ est atteignable.

Une autre méthode de réduction du minerai existe : le procédé Direct Reduced Iron (DRI). La réduction du minerai s'effectue de manière similaire à celle dans les hauts fourneaux : l'exposition du minerai à un gaz ou un mélange de gaz (CO, H₂) à haute température. Actuellement, ce mélange de gaz est produit par reformage de gaz fossile, il est toutefois possible de n'utiliser que de l'hydrogène. Si l'hydrogène est renouvelable ou bas-carbone, la réduction des émissions de CO₂ est supérieure à 80%. Finalement, les DRI (en français éponges de fer) sont fondus grâce à un four à arc électrique. Dans une optique d'amélioration des procédés, il est possible d'imaginer que l'électricité utilisée dans ce four soit d'origine renouvelable ou bas-carbone.

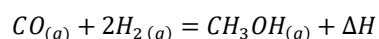
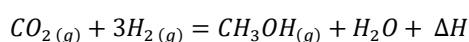
Le secteur sidérurgique produit, approximativement, 23% des émissions de GES de l'industrie manufacturière en France. Chaque année, Arcelor Mittal, produit 12 millions de tonnes d'acier²² ce qui engendre environ 19,5 millions de tonnes de CO₂. Dans le plan de transformation d'Arcelor Mittal, il est inscrit la réduction de « près de 40% des émissions de CO₂ d'Arcelor Mittal », soit 8 millions de tonnes de CO₂. Une unité de DRI est projetée, sur le site d'Arcelor Mittal Dunkerque, d'une capacité de 2,5 millions de tonnes d'acier à l'orée 2030.

Uniquement pour l'unité DRI prévue sur le site d'Arcelor Mittal, il faudra 125 000 tonnes d'hydrogène²³, soit 15,6% de la consommation actuelle annuelle d'hydrogène en France. La production d'« acier vert » via le principe de DRI ne sera vertueuse pour l'environnement uniquement si l'hydrogène utilisé sera renouvelable ou bas-carbone. En France, seuls deux sites sont concernés par ce procédé : les hauts fourneaux de Dunkerque et ceux de Fos-sur-Mer. Le potentiel remplacement du méthane dans les procédés industriels sidérurgiques de première et seconde transformation sera abordé dans la suite du Chapitre 1.

1.2.2 Le méthanol : lien principal entre hydrogène et industrie chimique

Composé chimique synthétisé à partir d'un mélange de gaz contenant à la fois du dihydrogène, du monoxyde de carbone et du dioxyde de carbone, le méthanol est destiné à de nombreux usages dans l'industrie chimique et considéré comme un produit de base. La production de méthanol est le dernier grand secteur d'activité nécessitant aujourd'hui l'utilisation d'hydrogène.

Le syngaz, utilisé dans la réaction de synthèse du méthanol, est actuellement produit à partir de gaz fossile ou de charbon. Les réactions de synthèse du méthanol se présentent ainsi :



Pour une tonne de méthanol, il faut ainsi, approximativement, 150 kg d'hydrogène. Cette donnée est essentielle dans l'optique de segmentation de la production d'hydrogène renouvelable et bas-carbone et des besoins.

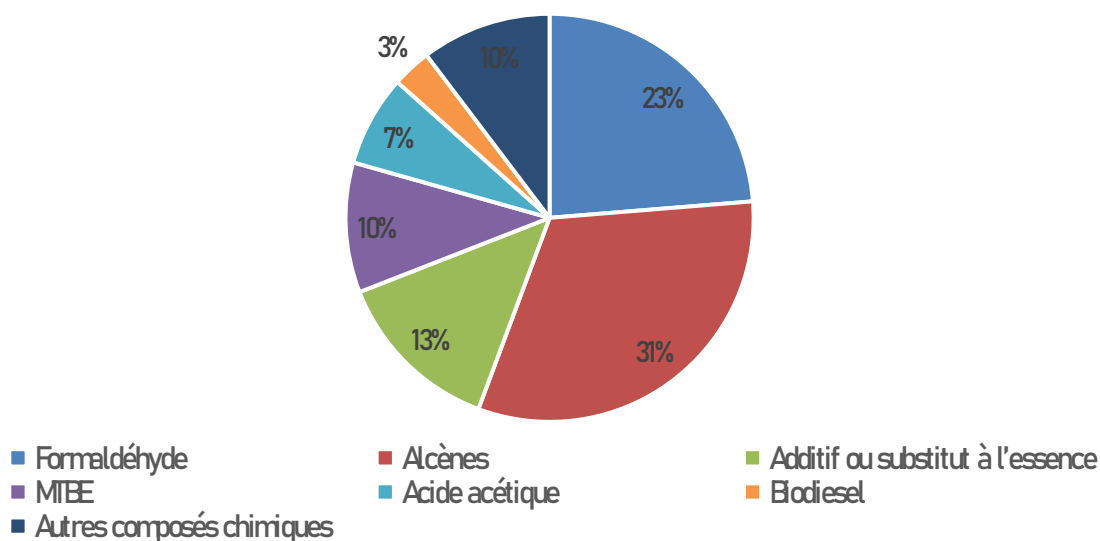
Le méthanol est un composé chimique nécessaire à la production d'autres composés chimiques plus complexes.

²¹ Thyssen Krupp

²² <https://france.arcelormittal.com/news/2022/fev/vers-une-production-dacier-sans-co2-en-france.aspx>

²³ D'après nos calculs, pour produire 1 000 tonnes de DRI, il faut 1615 GWh d'hydrogène, soit 50 tonnes d'hydrogène.

Figure XII : Secteurs d'utilisations du méthanol



Source : MMSA

Le formaldéhyde est un composé chimique utilisé majoritairement dans l'industrie du bois. En effet, il est possible de produire des résines à partir du formaldéhyde. Ces résines permettent d'assurer les liaisons entre les particules de bois, dans le contreplaqué par exemple. Les alcènes sont des hydrocarbures, les secteurs d'utilisation de ces composés sont vastes. Les alcènes sont ainsi utilisés dans la production de polymères (fibres naturelles, matières plastiques, caoutchoucs, ...).

Par conséquent, le méthanol est un composé chimique essentiel à de nombreux secteurs d'activités. Il est aisé de penser à la construction de nombreux meubles, aux travaux de plomberie ou encore aux carburants utilisés dans nos voitures.

Le méthanol n'est actuellement que peu produit en France, uniquement 10 000 tonnes par an. Toutefois, les importations, en 2020, s'élevaient à 580 000 tonnes²⁴. Dans le monde, il est produit chaque année plus de 100 millions de tonnes de méthanol et cela majoritairement en Chine (40%) et en Asie hors Chine (46%). Actuellement, la consommation d'hydrogène pour la production de méthanol en France se situe aux alentours de 1 500 tonnes, ce qui est très faible par rapport à la consommation totale française d'hydrogène (entre 780 000 et 900 000 tonnes). Néanmoins, il est possible de chiffrer la quantité d'hydrogène nécessaire pour satisfaire les besoins directs de méthanol en France (sans compter les produits manufacturés dont la production est basée sur le méthanol) à 87 000 tonnes d'hydrogène.

Méthanol et trajectoire bas-carbone, un des projets hydrogène les plus complets en France

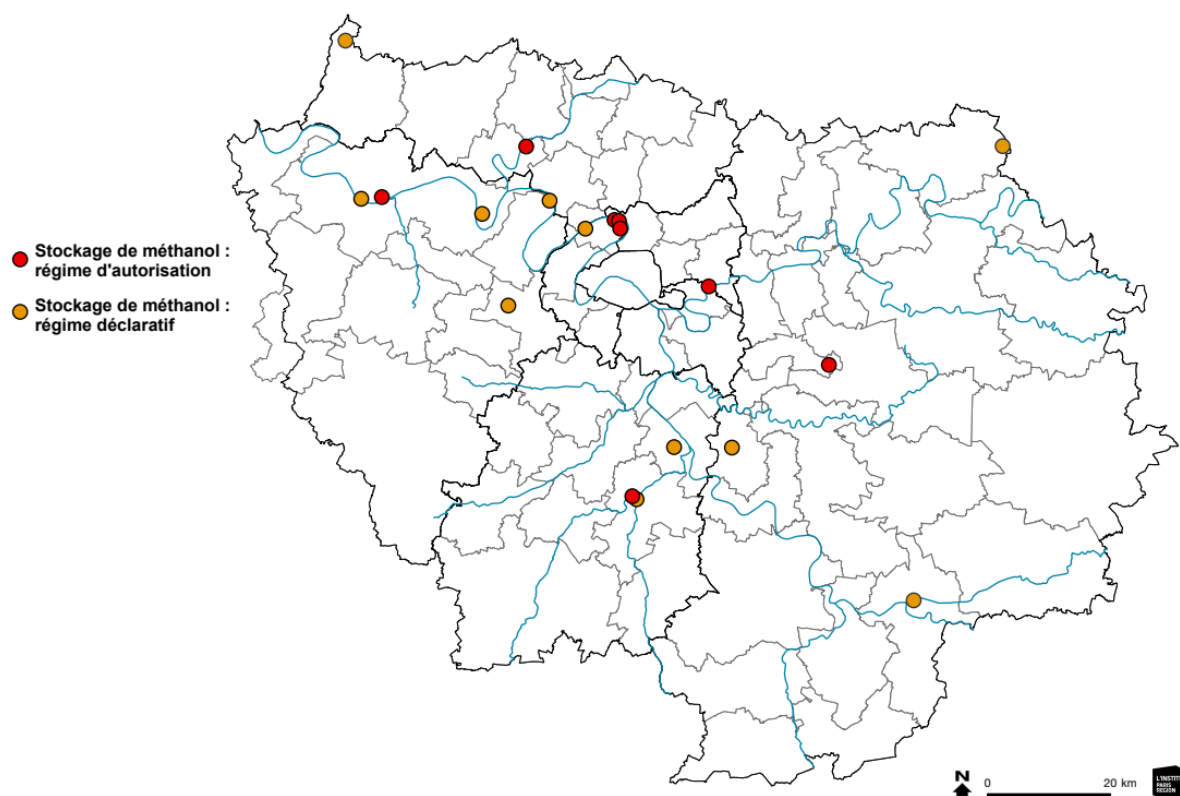
Hynamics, une filiale d'EDF, et Vicat ont lancé le projet Hynovi afin de créer « la première filiale de production de méthanol en France ». Ce projet est implanté dans l'Isère et a pour finalité de produire 200 000 tonnes de méthanol par an, soit 36 % de la demande annuelle française.

Pour réaliser cet objectif, Hynovi présente une stratégie avec de fortes ambitions écologiques. Pour produire les quantités annoncées de méthanol, Hynovi captera une partie des émissions de CO₂ de la cimenterie détenue par le groupe Vicat et se trouvant dans la même ville (Montalieu-Vercieu). L'installation d'une puissance de 330 MW à l'orée 2025 permettra de produire les quantités d'hydrogène nécessaires à la réaction (soit approximativement 60 000 tonnes par an). Finalement, le dernier élément nécessaire dans le procédé de production du méthanol, l'oxygène sera obtenu grâce à l'électrolyse de l'eau nécessaire à la production de l'hydrogène.

Ce projet présente les caractéristiques d'une stratégie d'écologie industrielle et territoriale.

²⁴ Méthanol - L'Élémentarium (lelementarium.fr)

Carte IV : Localisation des lieux de stockage de méthanol en Île-de-France



Crédits : Institut Paris Region

1.2.3 Autres usages industriels et techniques

Après avoir présenté les grands secteurs industriels ayant besoin d'hydrogène dans leurs procédés, actuellement ou pour amorcer leur transition énergétique dans un futur proche, voici trois autres usages, cette fois de moindre importance en termes de quantités d'hydrogène nécessaires.

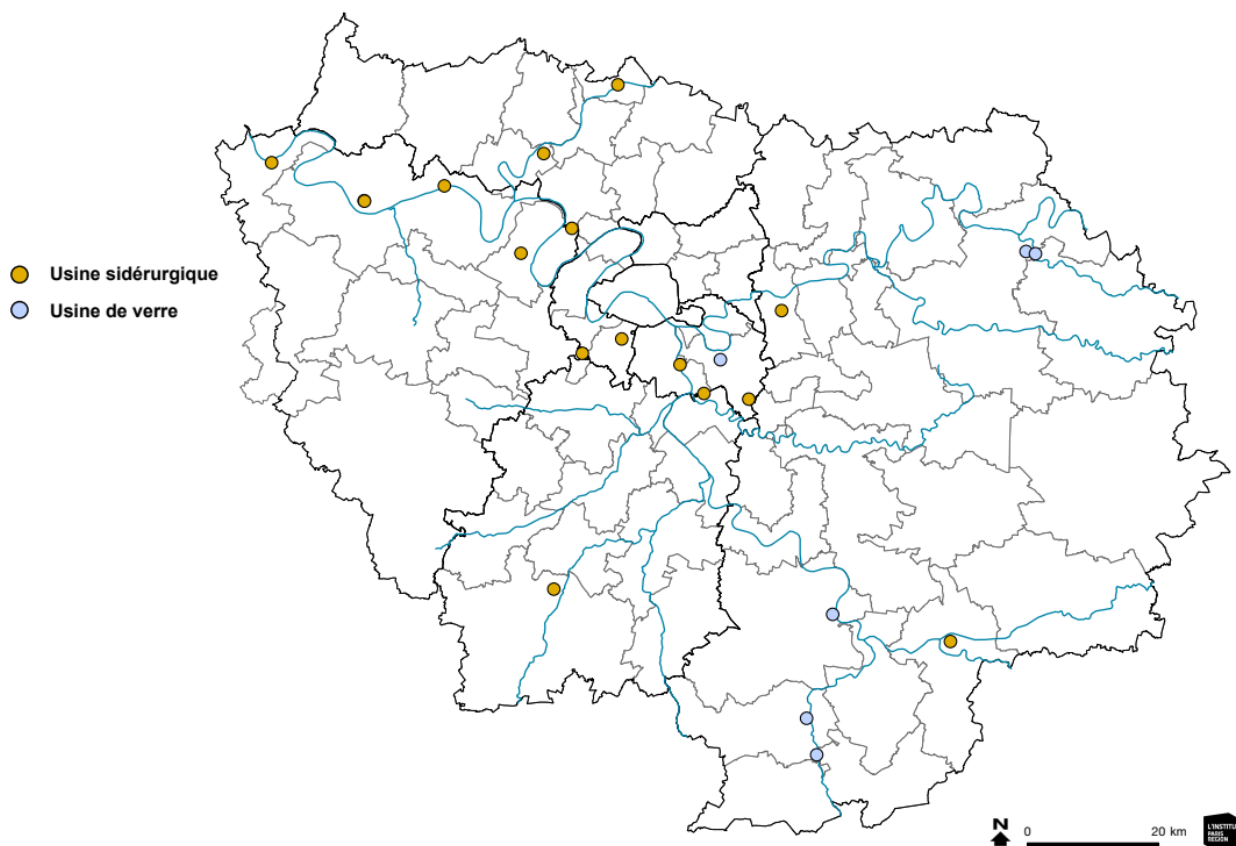
Dans le secteur industriel, l'hydrogène est toujours considéré comme hydrogène-matière, comme un gaz de procédés. L'industrie verrière et sidérurgique de première et seconde transformation, la production de semi-conducteurs et le décalaminage de moteur sont ainsi trois autres usages industriels et techniques de l'hydrogène.

Pour l'industrie verrière, la problématique consiste à chauffer à haute température les fours nécessaires à la production du verre. Ces fours doivent être chauffés à 1300°C et actuellement fonctionnent majoritairement au gaz, certains encore au fioul. Avec 0,5 % des émissions de GES de l'UE (et 55 TWh d'énergie consommée annuellement), soit 11 millions de tonnes de CO₂ émises chaque année, ce secteur émet moins de CO₂ au niveau européen que la sidérurgie n'en émet en France. Toutefois, la substitution des combustibles fossiles par l'hydrogène constitue ainsi une piste de réflexions pour les acteurs de l'industrie. Aujourd'hui, un four ne peut accueillir que 20% d'hydrogène dans le mélange de gaz utilisé. Les technologies associées au four à hydrogène restent encore peu matures. Un consortium, nommé CelSian, s'est positionné pour accompagner la réduction de la consommation d'énergies fossiles dans les processus de fabrication de verre à haute intensité énergétique. L'hydrogène est présenté comme une solution permettant une flexibilité avec le gaz fossile. Selon ce consortium, « la fusion électrique n'est peut-être pas encore une solution toute faite pour les grands fours de l'industrie du verre, nous nous concentrons donc sur l'hydrogène. » La question de la péréquation entre les différentes sources d'énergie apparaît à nouveau dans ce secteur.

La fabrication de semi-conducteurs nécessite l'utilisation de gaz actifs pour différentes étapes du procédé. Ainsi selon un rapport réalisé pour le ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles du Québec, l'hydrogène intervient dans pas moins de neuf étapes du procédé de fabrication. La combinaison de ses propriétés d'élimination de l'oxygène, sa faible densité, ses capacités de transfert thermique importantes et un prix bas par rapport à certains gaz comme l'hélium font de l'hydrogène le gaz le plus adapté aux processus de fabrication mis en place. L'utilisation de l'hydrogène au sein de cette filière s'installe progressivement, ainsi en 2020, Air Liquide a indiqué vouloir installer trois usines de production d'hydrogène bas-carbone

réparties dans deux parcs industriels taiwanais spécialisés dans la production de semi-conducteurs. Des ambitions similaires existent pour les secteurs sidérurgiques de transformation des aciers bruts.

Carte V : Localisation des usines de verre et des usines sidérurgiques en Île-de-France



Crédits : Institut Paris Region

Le décalaminage est un procédé technique consistant à éliminer les résidus charbonneux de la combustion des gaz (la calamine). Progressivement, les éléments, dont est constitué le moteur, sont recouverts de cette calamine et le moteur devient moins performant. Actuellement, la méthode permettant de réaliser un décalaminage consiste à faire circuler des détergents chimiques au sein du moteur. Il est possible de faire circuler un mélange d'oxygène et d'hydrogène dans le moteur afin de retirer les dépôts charbonneux. Cette opération, ne nécessitant qu'entre une demi-heure et une heure, est sensément être meilleure que l'autre méthode de décalaminage. Cette utilisation de l'hydrogène concourt ainsi à une meilleure efficacité énergétique de la mobilité. Plusieurs centaines de garages et de dépôts militaires utilisent ces technologies en Île-de-France, avec toutefois des consommations d'hydrogène très faibles.

Les secteurs d'utilisation de l'hydrogène sont multiples et les utilisations de quantités restreintes d'hydrogène sont à identifier lorsqu'une usine de production d'hydrogène est installée. En effet, alors que ces secteurs ne peuvent pas justifier l'installation d'une usine de production d'hydrogène, ils pourraient bénéficier de cette production à des prix plus bas que ceux affichés par les grandes industries de production actuelles.

Pour aller plus loin :

- Principaux usages de l'hydrogène, Rapport Pyonnier pour le ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles du Québec, mai 2022

1.3 Mobilité décarbonée et énergie secourue : un intérêt nouveau pour l'hydrogène-énergie

Les descriptions et analyses des domaines d'activités, dans lequel l'hydrogène est actuellement utilisé, démontrent qu'il existe déjà de grandes quantités d'hydrogène consommées en France, quantités produites par un procédé néfaste pour l'environnement. Au sein de ces secteurs d'activités, l'hydrogène est majoritairement utilisé pour ses capacités réductrices²⁵ et très peu comme vecteur énergétique.

Longtemps limité à ces modes d'utilisation, les évolutions technologiques ont récemment permis de considérer l'hydrogène comme pertinent pour des usages nouveaux. A ce titre, le secteur des transports s'est positionné comme un élément majeur pour l'expansion de la filière hydrogène. Les atouts environnementaux de l'hydrogène se corrélaient avec les besoins de décarbonation du secteur transport et la réduction des polluants atmosphériques. Ils sont ainsi au centre de la communication autour de l'importance de l'hydrogène comme élément essentiel au changement des flottes de véhicules.

Le ZEN : Zéro Emissions Nettes

L'Accord de Paris, adopté lors de la COP21 en décembre 2015, a introduit l'objectif « zéro émissions nettes » (ZEN), indispensable pour limiter le réchauffement planétaire en dessous de +2 °C (+1,5 °C idéalement) d'ici 2100. Ce défi nécessite de réduire de façon drastique les émissions de gaz à effet de serre (GES) pour parvenir au ZEN (ou à la neutralité carbone) à l'horizon 2050, c'est-à-dire à un équilibre entre les émissions anthropiques et les absorptions anthropiques par les puits de GES. L'objectif de neutralité carbone à l'horizon 2050, inscrit dans la loi énergie-climat de 2019, engage la France et ses territoires pour une transition bas-carbone plus ambitieuse. En Île-de-France, la stratégie régionale énergie-climat de 2018 intègre les objectifs 100% ENR et zéro carbone à ce même horizon.

Pour y parvenir, de profondes transformations sont nécessaires, à toutes les échelles et concernent tous les acteurs.

Pour aller plus loin :

- Note Rapide 878 : Zéro Emissions Nettes : De quoi parle-t-on ?
- Note Rapide 942 : Quels leviers activer pour accélérer la transition bas-carbone de l'Île-de-France

Ces deux nouvelles voies de consommation de l'hydrogène sont essentiellement tournées vers la décarbonation de secteurs essentiels à notre système économique, liés à l'obtention d'une croissance économique. L'attrait que suscitent ces nouveaux usages est ainsi particulièrement à observer et analyser. Présentée comme la solution afin de lutter contre les émissions de GES de ces secteurs, l'implémentation de l'hydrogène dans ces domaines mérite toute notre attention.

1.3.1 Opportunités et inconvénients de la mobilité hydrogène

Responsable de 31%²⁶ des émissions de GES en France et de 29%²⁷ de celles en Île-de-France, les émissions de GES occasionnées par le secteur des transports est un enjeu central. Après la description de plusieurs filières utilisant l'hydrogène pour ces propriétés chimiques, ce sont les capacités énergétiques, bien plus reconnues, qui joueront un rôle dans l'accompagnement du secteur de la mobilité.

La Commission Européenne a adopté en juin 2021, amendé en juillet 2021, un paquet de mesures nommé *Fit for 55*. L'objectif est d'adapter les politiques de l'Union Européenne pour atteindre une réduction de 55 % d'émissions de GES, en 2030. Les transports sont le deuxième secteur le plus émissif de GES dans l'Union Européenne, devancé par la production d'électricité. Tant pour l'Union Européenne que pour la France, le secteur des transports est l'un des seuls secteurs dont les émissions de GES ont augmenté depuis les années 1990²⁸. L'unique autre filière dont les émissions ont augmenté est la production de biomasse.

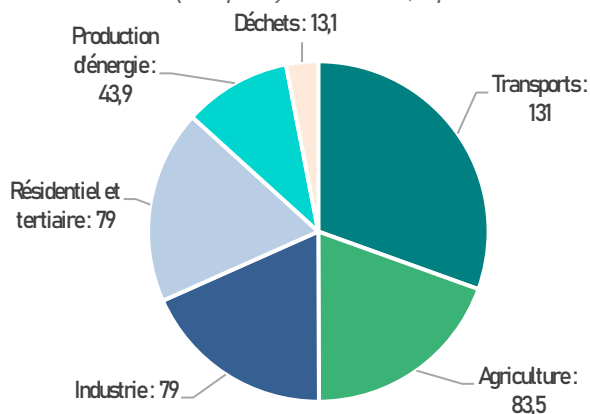
²⁵ Capacité de cession d'un électron à une autre espèce chimique

²⁶ CITEPA, Rapport Secten 2020

²⁷ Inventaire 2018 des émissions atmosphériques en Île-de-France

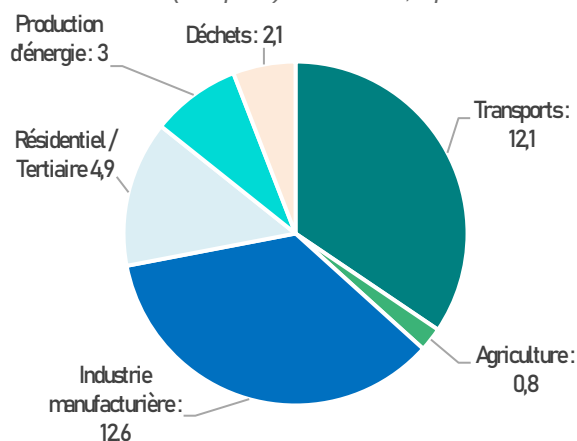
²⁸ Trends and drivers of EU greenhouse gas emissions – EEA Report 2020

Figure XIII : Emission de GES par secteur en France en 2019 (Scope 1) en MtCO₂,eq



Crédits : CITEPA, Rapport Secten 2020

Figure XIV : Emission de GES par secteur en Île-de-France en 2019 (Scope 1) en MtCO₂,eq



Source : ROSE

Les mesures prévues par *Fit for 55* englobent l'ensemble des secteurs du transport : maritime, aérien et routier. Ces mesures sont détaillées dans la *Proposition de modification du système communautaire d'échange de quotas d'émissions (SCEQE) de la Commission Européenne* et dans la *Proposition de modification de la directive 2009/16/CE concernant l'utilisation de carburants renouvelables et à faible teneur en carbone dans le transport maritime de la Commission Européenne*. Les conclusions de ces propositions de mesures sont limpides : l'utilisation de carburants fossiles coûtera de plus en plus chère pour les entreprises et pour les secteurs du transport aérien, une accélération de la réduction des quotas aura lieu. A cette fin, l'interdiction de la vente de véhicules thermiques neufs aura lieu en 2035.

L'hydrogène est un vecteur énergétique, il est possible de récupérer l'énergie contenue en son sein. Il existe deux manières de réaliser cette opération : en le brûlant ou grâce à une pile à combustible (PàC). La combustion d'un kilogramme d'hydrogène (cf. Figure XV) libère quasiment trois fois plus d'énergie que l'essence. Les études en cours, à l'IFPEN par exemple, indiquent des évolutions prometteuses mais actuellement le rendement de la combustion de l'hydrogène n'est que de 25%. Si les rejets de GES sont nuls, le moteur à combustion hydrogène rejette des NO_x. Pour ces raisons, le reste de cette étude se concentrera sur la seconde façon de récupérer l'énergie contenue dans l'hydrogène, les piles à combustible.

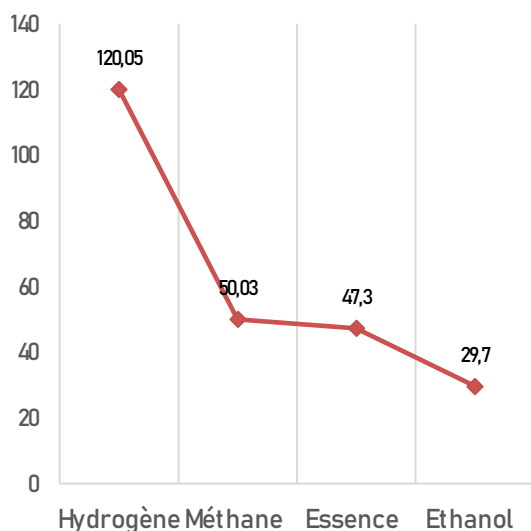
Les scopes 1, 2 et 3 : qu'est-ce que c'est ?

Dans les années 1990, le *World Resources Institute* et le *World Business Council for Sustainable Development* émettent la nécessité de la création d'une norme internationale permettant d'homogénéiser la comptabilisation et la déclaration des GES.

Le scope 1 comptabilise les émissions directes provenant des installations et équipements dans l'enceinte de l'entreprise. Le scope 2 est lié aux émissions indirectes associées à la production d'énergie (électricité, chaleur ou encore vapeur) importée pour répondre aux besoins de l'entreprise. Le scope 3 concerne l'ensemble des autres postes d'émissions indirectes. En France, la loi Grenelle II impose aux entreprises de plus de 500 salariés, aux collectivités territoriales de plus de 50 000 habitants et aux établissements publics de plus de 250 agents, de réaliser un bilan carbone.

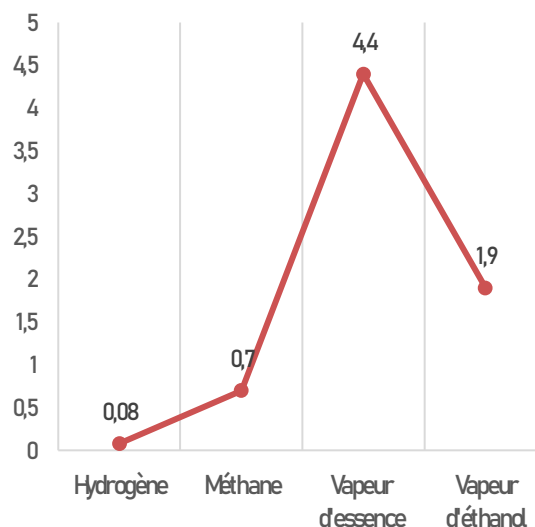
A noter que le bilan carbone n'intègre pas les émissions numériques des entreprises. Cela est en partie dû au fait que les sociétés utilisent majoritairement des services externes pour héberger leurs infrastructures numériques.

Figure XV : Comparaison des pouvoirs calorifiques inférieurs de combustibles (en kJ/kg)



Crédits : Institut Paris Region

Figure XVI : Comparaison des masses volumiques de combustibles aux CNTP (en kg/m³)



Crédits : Institut Paris Region

Une pile à combustible fonctionne dans le sens inverse de la production d'hydrogène par électrolyse : en couplant de l'oxygène avec de l'hydrogène dans une pile, il est possible de produire de l'électricité et de rejeter de l'eau. Aucun CO_2 et NO_x n'est dégagé en utilisant ce procédé et les rendements sont actuellement supérieurs à ceux de la combustion, environ 50% de l'énergie contenue dans l'hydrogène est restitué sous forme d'électricité.

En dépit de son fort pouvoir calorifique, l'hydrogène présente un inconvénient important, sa densité. Sa faible masse volumique implique une forte compression de l'hydrogène et un stockage d'une taille importante pour pouvoir en transporter en quantité suffisante.

Les NO_x : une autre pollution atmosphérique

Le monoxyde d'azote et le dioxyde d'azote sont les NO_x les plus connus.

La source d'émission principale de ces composés est le trafic routier. D'après Airparif, « les concentrations observées en Île-de-France dépassent régulièrement les seuils réglementaires et les recommandations de l'OMS ».

Les effets négatifs des NO_x , et particulièrement du NO_2 , sont doubles. Tout d'abord, le NO_2 est responsable d'une diminution de la fonction pulmonaire, voire à des inflammations importantes des voies respiratoires lors d'expositions, même courte, à de hautes concentrations. Selon Airparif, « en 2019, 500 000 personnes [en Île-de-France] sont potentiellement exposées, dans le cœur dense de l'agglomération, à un dépassement de la valeur limite annuelle ».

Sur l'environnement, comme le N_2O (mentionné dans l'encadré *Ammoniac et engrais azotés, utilisation et problèmes*), les NO_x participent à des phénomènes de pluies acides et contribuent à la formation de l'ozone troposphérique, appelé aussi « mauvais ozone ». Cet ozone troposphérique est un puissant GES et induit des impacts sur la flore et l'agriculture.

L'hydrogène, au sein du secteur des transports, est principalement étudié et considéré pour la mobilité routière. Cependant, il est possible d'alimenter, dès aujourd'hui, des barges pour la mobilité fluviale ainsi que des véhicules de manutention. Dans quelques années, la mobilité maritime pourrait profiter de cette avancée technologique et la date de 2035 a récemment été annoncée par Airbus pour la mise en service du premier avion hydrogène. La thématique de la mobilité maritime a été traitée dans la partie sur l'ammoniac. Actuellement, les carburants de synthèse apparaissent plus pertinents que l'hydrogène. Des estimations de consommation d'hydrogène sont disponibles dans la littérature spécialisée. Nous les intégrerons dans les estimations pour le long-terme. Néanmoins, dans un contexte international possiblement mouvant tant sur le plan politique que commercial, il est important de relativiser et nuancer ces perspectives tant pour le trafic aérien que maritime.

1.3.1.1 La mobilité terrestre

La mobilité terrestre regroupe de nombreuses typologies de véhicules : véhicules légers, véhicules utilitaires et poids lourds en sont les catégories principales. Secteur particulièrement émetteur de GES, apporter une réponse à cette situation est une priorité des politiques publiques (cf. Figure XIV : Emission de GES par secteur en Île-de-France en 2019 (Scope 1) en $\text{MtCO}_{2,\text{eq}}$ et Carte VI : Emissions de GES (Scope 1 et 2) des transports routiers). Le développement des Zones à Faibles Emissions (ZFE) est l'une des réponses les plus connues dans la lutte contre les émissions du secteur routier.

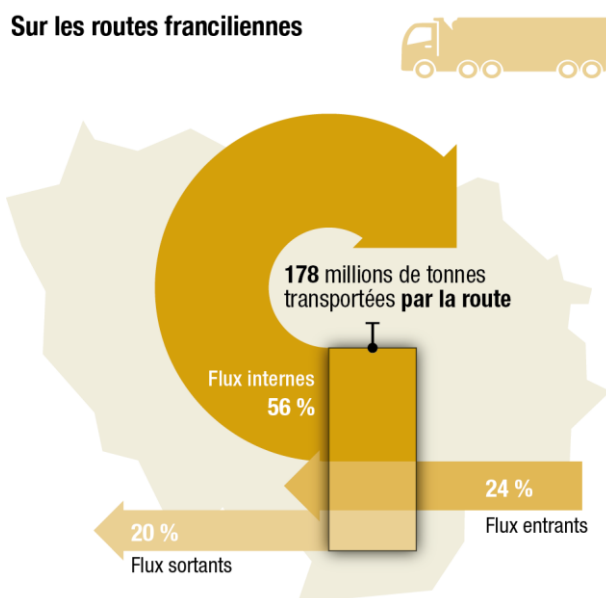
Fort lieu de transit et de déplacements intra-régionaux, comme les trajets domicile-travail, la région Île-de-France, n'est pas exempte de cette problématique. En outre, l'Union Européenne a décidé, dans les années 1990, de mettre en place un réseau transeuropéen de transport (RTE-T) dont l'objectif est de faciliter les connexions entre les réseaux routiers, ferroviaires et fluviaux des Etats membres. Parmi les neuf corridors identifiés, le réseau Atlantique ainsi que le réseau Mer du Nord/ Méditerranée traversent la région francilienne. Pour permettre un essor efficace de cette infrastructure, et pour que la mobilité hydrogène y ait une place, des réflexions sur les distributions géographiques de points d'avitaillement en carburant est nécessaire. L'absence d'émissions au pot d'échappement des véhicules hydrogène en font une solution qui apparaît pleinement satisfaisante.

Une technologie s'est progressivement imposée comme alternative aux combustibles fossiles : les véhicules électriques à batterie. Puisque l'électricité est la source d'énergie nécessaire à la production d'hydrogène par électrolyse²⁹, la question à se poser est donc : quelles sont les différences entre véhicules électriques hydrogène et véhicules électriques à batterie ?

Le principe de base d'un véhicule hydrogène alimentée par une pile à combustible est le même que celui d'un véhicule dit communément électrique. A tel point que les véhicules munis d'une pile à combustible sont dotés, eux-aussi, d'une batterie qui sert d'appoint lorsqu'un fort appel de puissance est demandé, majoritairement lors d'une accélération importante. Cette batterie est toutefois d'une taille bien inférieure à celle(s) utilisée(s) dans des véhicules électriques à batterie. Le freinage et les phases de décélération permettent de régénérer, en électricité, les batteries.

Il existe toutefois des inconvénients et des avantages à ces deux types de véhicules. Une analyse de ces différences est essentielle pour identifier à quels secteurs ces types de véhicules correspondent le mieux.

Figure XVII : Analyse des flux routiers de marchandises en Île-de-France



pictogrammes © 123rf / Jeremy © L'INSTITUT PARIS REGION, 2021
Sources : SDES 2018, L'Institut Paris Region

Actuellement, le procédé technologique, le plus mature et produisant de l'hydrogène renouvelable ou bas-carbone, est l'électrolyse de l'eau. L'utilisation obligatoire de l'électricité pour réaliser l'électrolyse de l'eau implique la question des rendements pour les deux technologies. Le rendement des batteries électriques

²⁹ Cette technique sera abordée en détails dans le Chapitre 2 La production d'hydrogène entre diversité des modes et enjeux économiques et environnementaux

d'une voiture « électrique » se situe entre 70 % et 80 %³⁰. Le rendement total d'une pile à combustible (de la production d'hydrogène à sa consommation) n'est que de 25 % à 30 %. Cela signifie qu'alors que 20 % de l'électricité est « perdue » pour les batteries, plus de 70 % l'est lors de l'utilisation d'une pile à combustible. Ainsi un véhicule hydrogène consomme jusqu'à trois fois plus d'électricité qu'un véhicule électrique. Cette différence importante entre le rendement d'une batterie et d'une pile à combustible est le premier frein au développement d'une mobilité hydrogène. Elle est même suffisante pour qu'il soit pour l'instant difficilement envisageable de développer des voitures individuelles hydrogène pour les particuliers.

Si la mobilité hydrogène n'est pas dans l'immédiat une alternative à la mobilité électrique pour les véhicules légers, elle présente quatre avantages dont les impacts changent la donne concernant les autres types de véhicules et surtout les poids lourds, bus et bennes à ordures.

Située entre 400 km et 800 km, l'autonomie des poids lourds hydrogène est bien supérieure à celle des camions électriques est aux alentours de 200 km à 300 km. Les deux secteurs annoncent de forts progrès techniques, à horizon 2030, les camions électriques devraient atteindre 500 km et les camions hydrogène 1 000 km. Actuellement l'autonomie des camions électriques est un facteur limitant pour de nombreux trajets logistiques, néanmoins les améliorations technologiques sont constantes et ce facteur ne deviendra limitant que pour les très longues distances.

Limitée par la densité énergétique des batteries, l'autonomie n'est pas le seul facteur à pâtir de cet aspect technologique, la charge utile aussi. La charge utile correspond à la masse maximale des éléments extérieurs au véhicule pouvant être transportée. Alors que les poids lourds hydrogène présentent une charge utile similaire aux poids lourds diesel, les poids lourds électriques perdent en capacité maximale d'export. A titre d'exemple, le Renault Trucks D Wide Z.E, permet 11 tonnes de charge utile soit deux tonnes de moins que son équivalent diesel. Cette caractéristique a un impact immédiat sur le nombre de camions circulant sur les routes. En effet, si l'exemple du Renault Trucks s'avère représentatif (il y a un manque de données dû au faible nombre de camions électriques actuellement), une perte de 15% de la charge utile se répercuterait immédiatement via une augmentation de 15% du nombre de véhicules poids lourds sur les routes (pour des quantités de marchandises similaires). Cette augmentation se traduirait de même par des besoins enavitaillement plus important.

Pour s'avitailier, les véhicules nécessitent un endroit dédié à cette action, la station-service, mais aussi de temps, facteur essentiel pour les chauffeurs routiers et les métiers dépendant fortement d'une mobilité routière. Faire le plein avec un camion diesel nécessite aux alentours de 10 minutes, pour l'hydrogène un plein peut s'effectuer entre 15 minutes et 30 minutes. Pour un camion électrique, en fonction du type de chargeur (350 kW ou 100 kW) le plein prend entre 2 heures et 7 heures. A noter que les stations de distribution hydrogène ne peuvent pas avitailler en continue des véhicules hydrogène. En effet, un temps de compression est nécessaire après une demande importante d'hydrogène, à cela il faut ajouter un temps de refroidissement si la pompe devient trop chaude. Pour certains constructeurs, la limite actuelle est de trois poids lourds d'affilée. En dépit de cette limitation, le temps d'avitaillement hydrogène est toutefois plus rapide que celui de recharge des batteries électriques.

L'hydrogène a besoin d'être acheminé jusqu'aux stations-services, et cela est en soi un enjeu logistique important. Néanmoins, une différence majeure entre les pompes hydrogène et les chargeurs électriques réside lors d'une simultanéité de la demande. L'hydrogène, une fois produit, existe en quantité finie à un endroit précis, pour l'électricité c'est différent. Une analogie serait un réseau d'eau avec des valves (les chargeurs) et dès qu'on les ouvrirait de l'eau (de l'électricité) en sortirait. Si une demande d'électricité était trop importante, des problèmes sur le réseau électrique se manifesteraient³¹.

Alors que le coût d'une station hydrogène est important (aux alentours de 1 million d'euros), celui d'une borne de recharge dans une station-service s'élèverait aux alentours de 30 000 euros. Cette différence sensible serait comblée, comme l'indique une étude allemande, lors d'une massification du marché. Pour 20 millions de véhicules hydrogène ou à batterie, les coûts d'investissement pour les infrastructures adéquates s'élèveraient à plusieurs dizaines de milliards chacun³².

Ainsi nous pouvons conclure que les véhicules poids lourds hydrogène sont actuellement plus adaptés à accompagner la transition du secteur de logistique routière. Il est encore nécessaire d'approfondir nos connaissances sur cette dualité de camions « non polluants » afin de connaître les usages pour lesquels ils

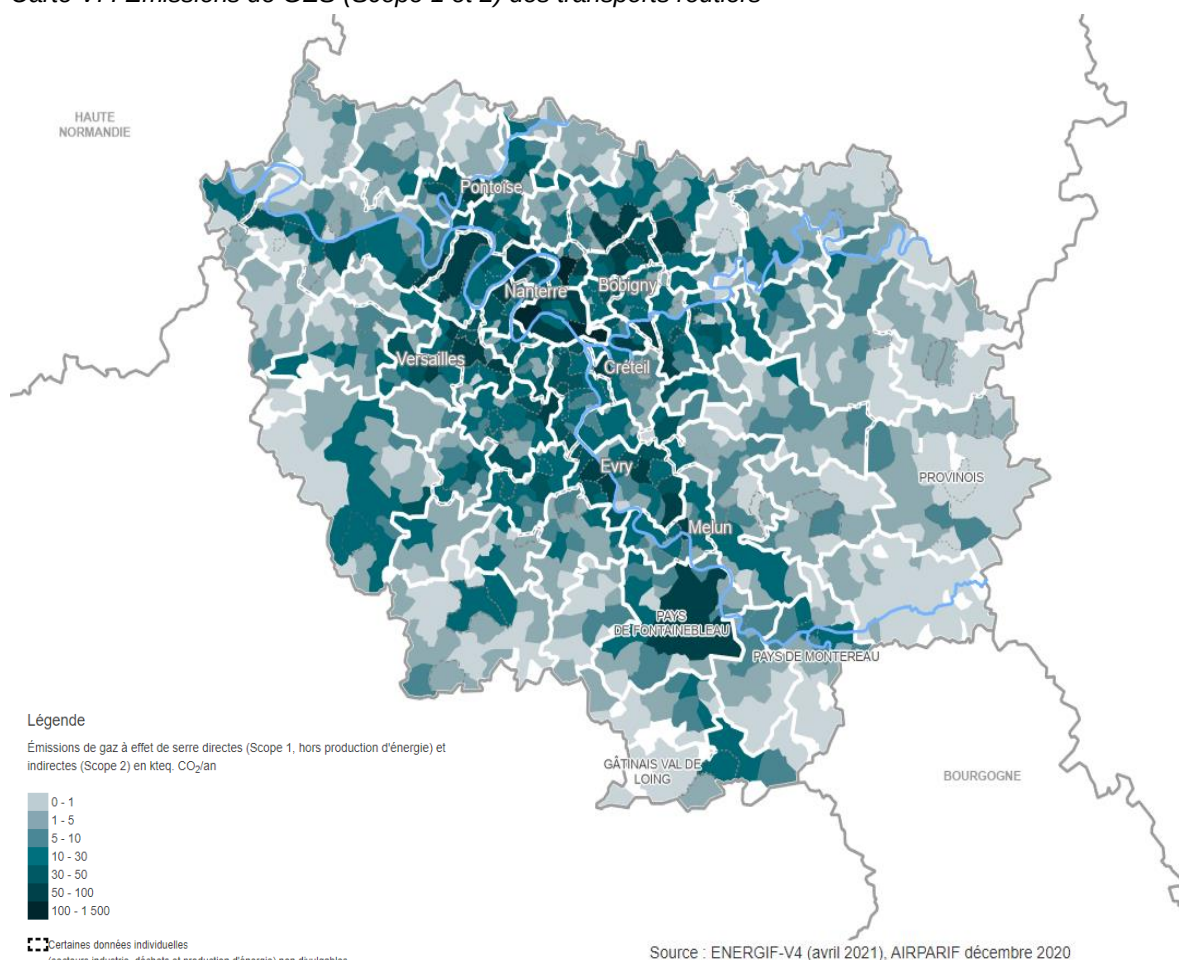
³⁰ *E-fuels too inefficient and expensive for cars and trucks, but may be part of aviation's climate solution – study*, Fédération européenne pour le transport et l'environnement, 1er décembre 2017.

³¹ 440 poids lourds qui se rechargeraient en même temps est l'équivalent sur un laps de temps similaire d'un réacteur nucléaire de 1 650 MW (d'après nos calculs).

³² Comparative Analysis of Infrastructures : Hydrogen Fueling and Electric Charging Vehicles, Jülich

sont les plus pertinents. La mobilité poids lourds représente 20% des émissions du secteur des transports, et reste donc une thématique majeure à traiter.

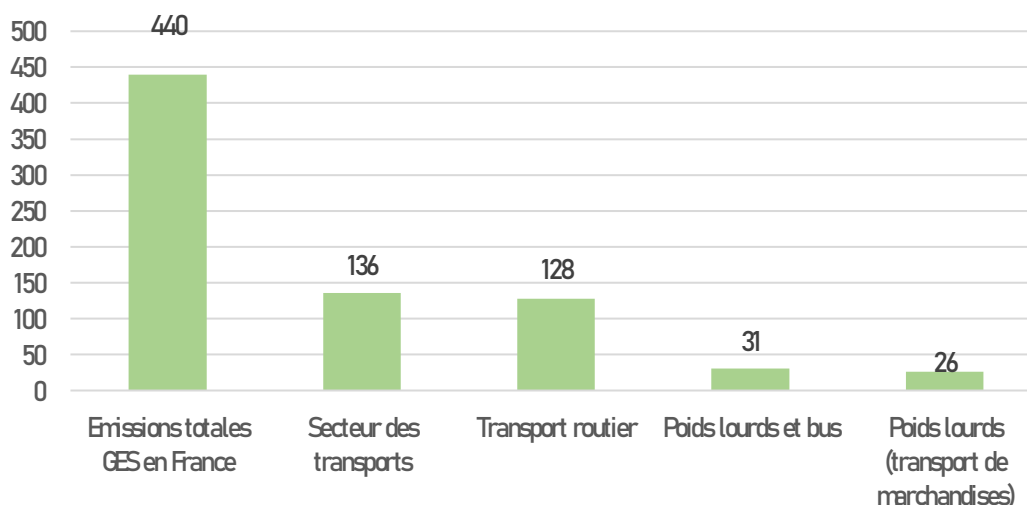
Carte VI : Emissions de GES (Scope 1 et 2) des transports routiers



Crédits : ENERGIF-V4, 2021 & AIRPARIF, 2020

Par ailleurs, la question de l'avitaillement soulève un enjeu de maillage géographique. En effet, il n'est pas possible, pour des transporteurs, de transformer leur flotte de camions diesel en camions hydrogène si l'infrastructure d'avitaillement n'est pas présente sur le territoire. La carte VIII : Panorama des projets hydrogène en Île-de-France identifie l'ensemble des projets hydrogène sur le territoire francilien, et en particulier les stations de recharge. Il est aisé de constater que leur nombre est faible (mais élevé par rapport au reste de la France), sept opérationnelles et douze autres en projets, loin des 895 stations-service référencées dans la région francilienne. Aujourd'hui, il n'existe pas d'entité dont le rôle est l'accompagnement et la planification d'un maillage de distribution adéquat. L'intégration dans des documents d'urbanisme comme le SDRIF (Schéma Directeur Régional d'Île-de-France) ou le PDUIF (Plan de Déplacements Urbains) est un enjeu fort dans l'optique d'un développement massif de l'usage mobilité pour l'hydrogène. A l'image des schémas directeurs des IRVE (infrastructure de recharge pour les véhicules électriques à batterie) ou GNV, l'élaboration à l'échelle régionale d'un schéma directeur des stations hydrogène pourrait également constituer un élément de réponse salubre à l'actuel foisonnement de projets publics et privés et cela en cohérence avec les différents exercices de planification.

Figure XVIII : Comparaison des émissions annuelles de GES en France spécifiquement sur le secteur du transport intérieur (en Mt CO₂,eq)



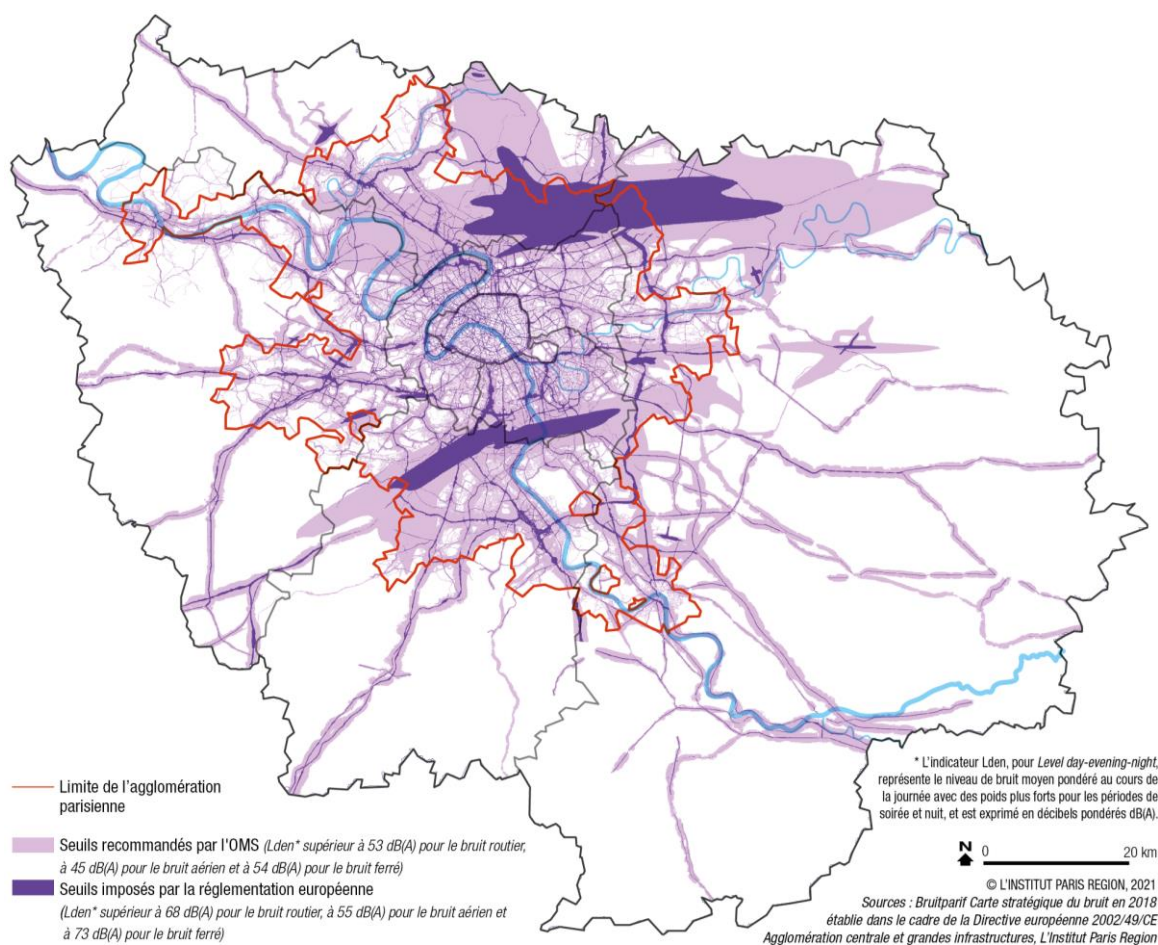
Crédits : Quelles perspectives pour le poids lourd électrique à hydrogène pour le transport de marchandises ?, France Hydrogène

Parallèlement, il existe une réelle problématique concernant la pollution sonore en Île-de-France. Peu mentionnée, cette question gagne en intérêt ces dernières années grâce au travail de BruitParif. Récemment deux études sont venues apporter des connaissances sur cette thématique. Il en est ressorti que « 14,8% de la population de la zone dense francilienne, soit près de 1,5 million d'habitants sont exposés à des niveaux de bruit des transports qui dépassent les limites réglementaires. Le trafic routier en est le principal responsable puisque 10,8% des habitants sont exposés à des niveaux de bruit routier excessifs.³³ » L'un des avantages, moins mentionné, des camions électriques et hydrogène est leur faible bruit. Il est à noter qu'au-delà de 60 km/h, l'origine du bruit provient plus des frictions avec le revêtement que le bruit du moteur. Les gains sur la pollution sonore des véhicules hydrogène seront les plus importants dans les zones urbaines denses.

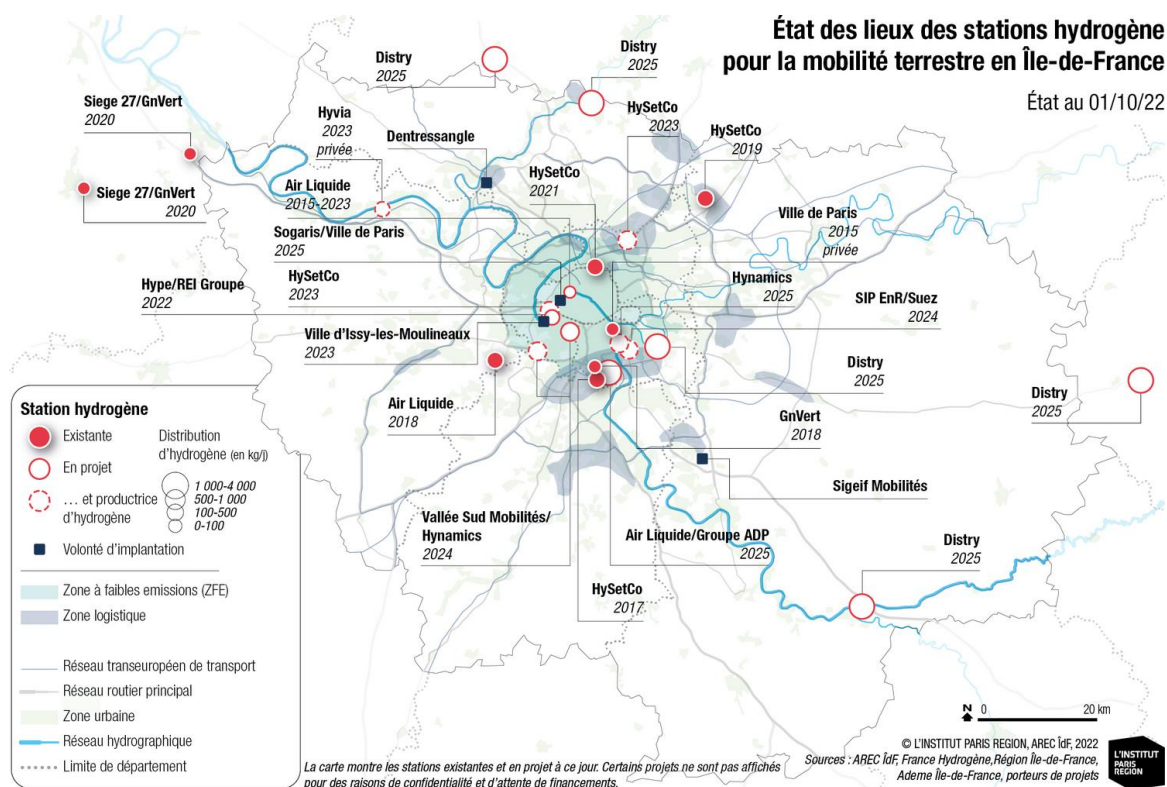
Dans l'étude *Proposition d'ambition Hydrogène décarboné en Île-de-France*, portée par la Ville de Paris, l'ADEME, le SIPPEREC et la Région Île-de-France et finalisée en janvier 2021, des projections des demandes en véhicules roulants avaient été effectuées. Une évolution graduelle du nombre de véhicules « lourds » (poids lourds, bus et cars) était mise en avant : 1000 à l'orée 2025, 2500 en 2030 et 37 500 en 2050. Cela représentait aux alentours des 30 % de la flotte globale de ces véhicules en 2050. Par ailleurs, cette proposition identifiait un développement important des véhicules deux roues (185 000 en 2050) et des véhicules individuels privés (700 000 en 2050). Il semble désormais peu probable que le développement massif de la mobilité hydrogène passe par les mobilités individuelles.

³³ Impacts sanitaires du bruit des transports dans la zone dense de la région Île-de-France, BruitParif

Carte VII : Zones de dépassement des seuils de niveau sonore en 2018



Carte VIII : Panorama des projets hydrogène en Île-de-France



Pour aller plus loin :

- Ambition hydrogène décarboné 2050, étude SIPPEREC, ADEME Île-de-France, Ville de Paris, Région Île-de-France, 2020
- Vers un réseau de stations (de) services urbains, état des lieux et capacité d'évolution, Atelier Parisien d'Urbanisme
- Le rendement de la chaîne hydrogène, ADEME
- Quelles perspectives pour le poids lourd électrique à hydrogène pour le transport de marchandises ?, France Hydrogène
- Impacts sanitaires du bruit des transports dans la zone dense de la région Île-de-France, BruitParif
- Comparative Analysis of Infrastructures : Hydrogen Fueling and Electric Charging Vehicles, Jülic

1.3.1.2 Les mobilités fluviale et ferroviaire : l'atout de la localisation

La mobilité fluviale en France est un secteur en baisse depuis les années 2010. En Île-de-France, le transport fluvial fret est stabilisé autour de 22 millions de tonnes par an depuis les années 2000. Dans une optique de réduction des émissions de GES du secteur du fret, elle représente pourtant un atout non négligeable : les émissions du secteur fluvial sont faibles par rapport au trafic routier. Pour réduire les émissions de GES, la décarbonation des modes de transport du fret fluvial est pertinente mais c'est surtout la péréquation avec le fret routier qui aurait un impact fort sur les enjeux climatiques. Par ailleurs, la localisation des ports d'Île-de-France coïncide avec de nombreux sites d'activités et entrepôts logistiques. Un constat similaire peut être effectué pour le fret ferroviaire.

La mise en parallèle de ces deux constats sur les modalités de transport du fret en Île-de-France avec les chiffres présentés dans la figure XIX : *Comparaison des capacités d'import et des émissions de CO₂ entre les modes*, soulève la question de l'intermodalité. L'éloignement des surfaces logistiques des lieux de forte densité urbaine entraîne une consommation supplémentaire d'espaces fonciers. Faiblement exploitée en Île-de-France, l'intermodalité s'impose pour répondre aux enjeux climatiques et environnementaux de la filière logistique. Combinée avec la nécessité de décarboner les modes de transports et les évolutions de l'alimentation des engins de manutention, l'investissement de ces lieux est une véritable opportunité pour la filière hydrogène.

Majoritairement dévolu au transport de matériaux de construction, le trafic fluvial achemine aussi des produits alimentaires, logistiques, métallurgiques ainsi que des combustibles fossiles.

Avec 70 ports et quais et sept terminaux à conteneurs, les voies navigables franciliennes soutiennent déjà des opérations de logistique urbaine (cf. Carte X : La multimodalité fluviale en Île-de-France). Il est aussi possible de voir que des connexions et polarités entre les transports fluviaux et ferroviaires existent actuellement.

Les gains écologiques ne sont pas les seuls, le prix de la tonne transportée est de même compétitif, la sécurité et la fiabilité de la livraison reconnues ainsi qu'un réseau non saturé. Ces avantages intrinsèques à cette typologie de transport peuvent, une nouvelle fois, être transférés sur le fret ferroviaire.

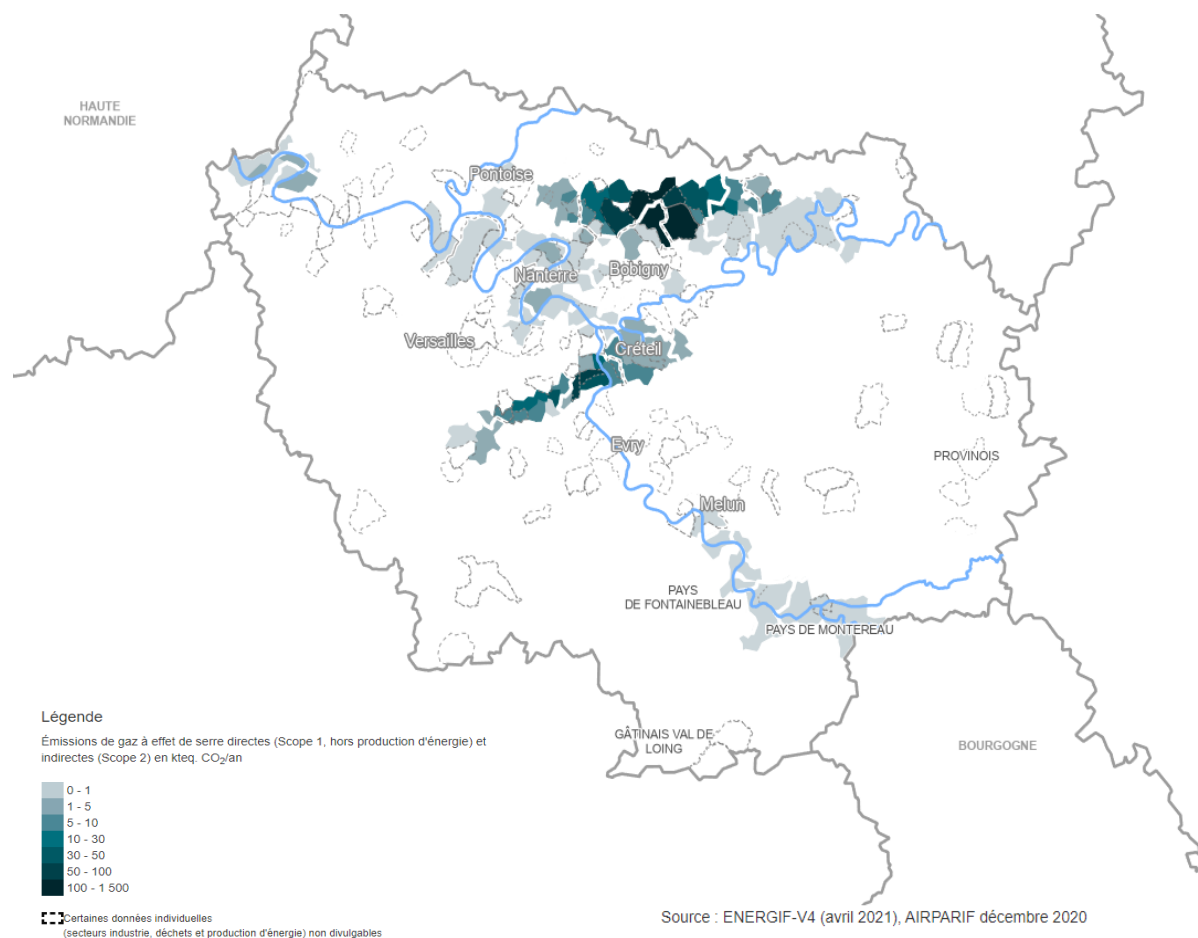
Les trains circulant sur des lignes de chemins de fer déjà électrifiées ne doivent pas être remplacés par des trains hydrogène. En effet, le gain environnemental est inexistant puisque le rendement de la chaîne hydrogène est inférieure au rendement d'une batterie ou d'un caténaire. Le gain est uniquement économique : lorsqu'il faut électrifier plus de 20 km de lignes alors le train hydrogène devient compétitif³⁴. A noter qu'il faut consommer 0,33 kg d'hydrogène pour effectuer un kilomètre avec un train hydrogène.

Concernant les barges, les freins sont avant tout financiers. Les bateliers sont souvent propriétaires de leurs barges et les coûts de transformation d'une barge sont très élevés. Il faudrait entre 100 000 euros à 150 000 euros pour un moteur, la plupart des barges en nécessiteraient deux. A noter que pour un pousseur avec barges de capacité comprise entre 590 et 879 kW il faut 3,3 kg d'hydrogène par kilomètre et que pour un pousseur avec barges de capacité comprise supérieure à 880 kW, il faut 6,6 kg d'hydrogène par kilomètre³⁵.

³⁴ Rapport final sur le verdissement de la flotte ferroviaire, Benoît Simian

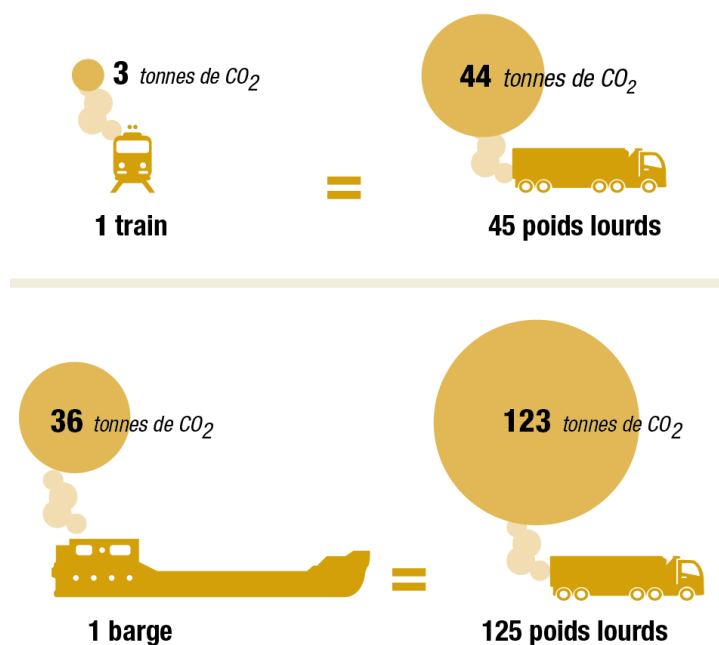
³⁵ Information GES des prestations de transport Application de l'article L.1431-3 du code des transports

Carte IX : Emissions de GES (Scope 1 et 2) des transports aérien, fluvial et ferroviaire



Crédits : ENERGIF-V4, 2021 & AIRPARIF, 2020

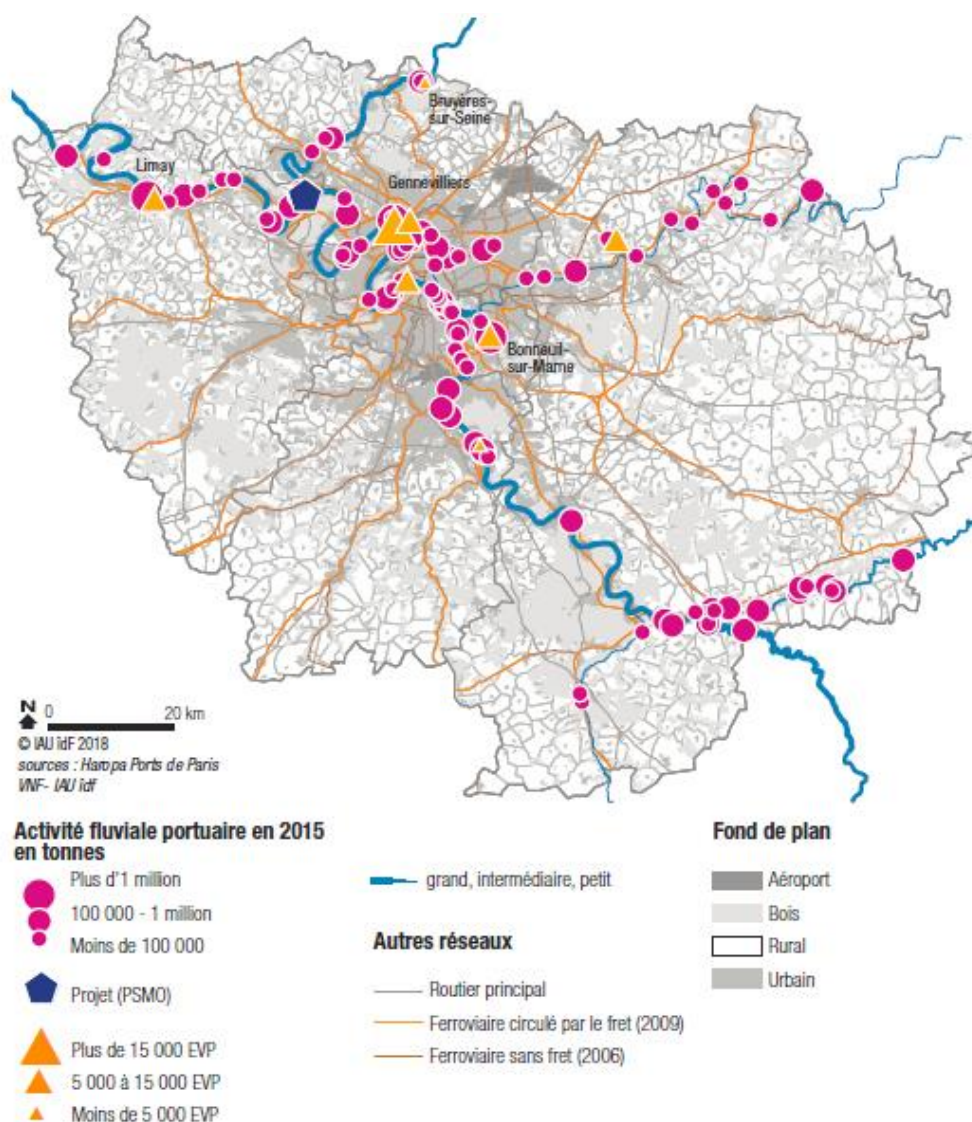
Figure XIX : Comparaison des capacités d'emport et des émissions de CO₂ entre les modes



* La charge que peut emporter un mode de transport.

© L'INSTITUT PARIS REGION, 2021
Sources : MTES, L'Institut Paris Region

Carte X : La multimodalité fluviale en Île-de-France



Pour aller plus loin :

- Note Rapide n°853 : *Le transport fluvial : un levier indispensable à la transition énergétique*, Institut Paris Region
- Note Rapide n°857 : *Fret fluvial en Île-de-France : Crue ou décrue*, Institut Paris Region
- Efficacité énergétique et environnementale du transport fluvial de marchandises et de personnes, ADEME

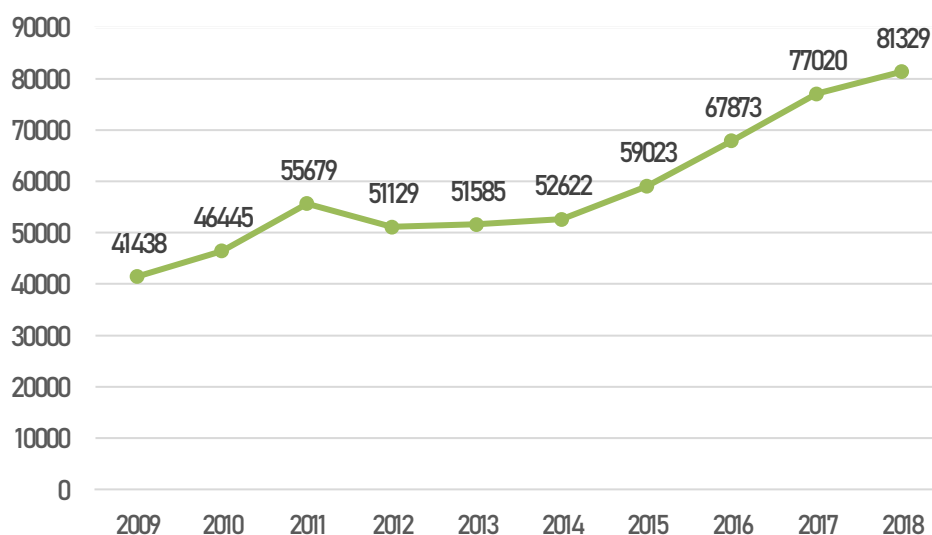
3.1.3 Les engins de manutention : un marché sous-estimé

Intégrés au sein de ce chapitre, les engins de manutention ne font pas stricto sensu partie du secteur des transports. Le fonctionnement de ces engins, lorsqu'ils sont alimentés par de l'hydrogène, est cependant le même que pour les autres formes de véhicules électriques hydrogène.

Encore faiblement utilisés en France, les engins de manutention hydrogène connaissent un succès important aux Etats-Unis d'Amérique ainsi qu'au Japon. En 2020, il y avait déjà 35 000 engins de manutention, fonctionnant grâce à une pile à combustible, commercialisés aux États-Unis d'Amérique.

En France, les expérimentations sont encore peu nombreuses³⁶. Il est possible de mentionner la nouvelle plateforme logistique de l'entreprise *Lidl*, située à Carquefou : premier projet de conversion d'engins de manutention à l'hydrogène subventionné au niveau européen. Pour alimenter une flotte d'une centaine d'engins de manutention, *Lidl* se fera livrer l'équivalent de 75 kg d'hydrogène par jour. La motivation de ce changement d'engins de manutention classiques en faveur d'engins disposant d'une pile à combustible réside dans une économie d'espace liée à une réduction du nombre d'engins de manutention nécessaires, à la rapidité d'avitaillement ainsi qu'à la compacité de la technologie hydrogène par rapport à la recharge électrique.

Figure XX : Evolution des ventes de matériels de manutention en France entre 2009 et 2018



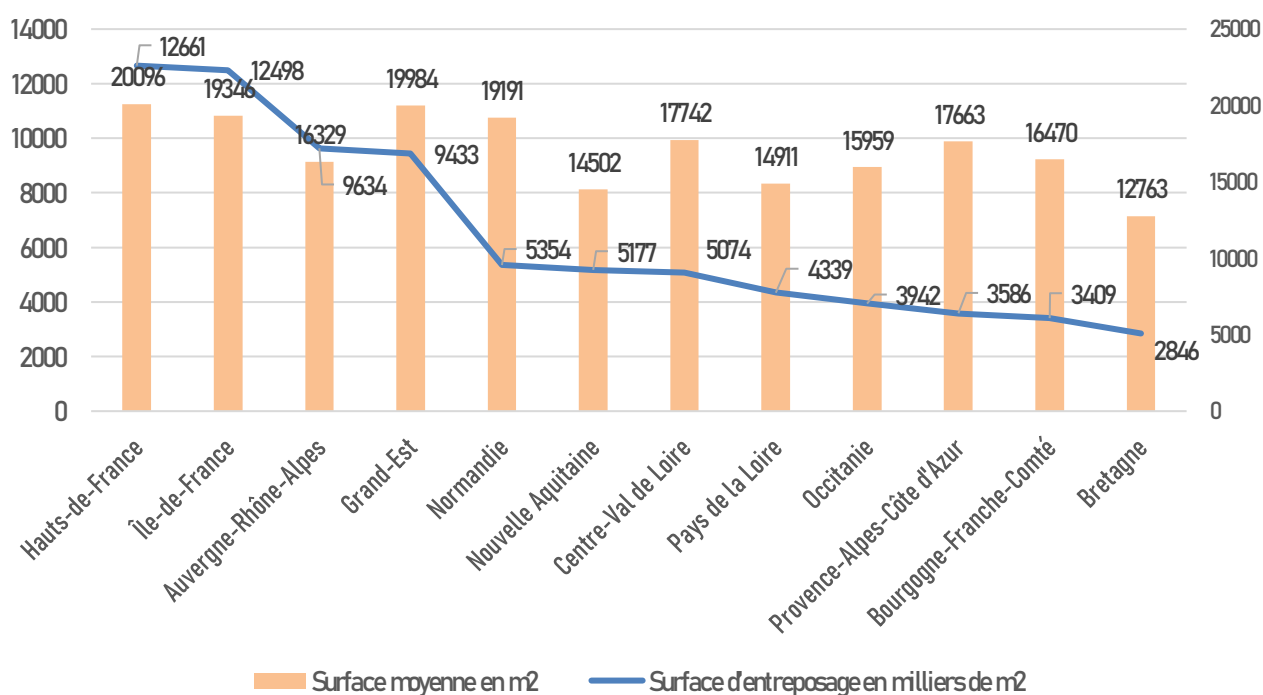
Source : Mon Chariot Élévateur

Ce graphique indique une forte progression du nombre de matériels vendus durant la dernière décennie. La pandémie de COVID-19 a récemment fait chuter les ventes mais les estimations pour 2022 semblent indiquer une reprise similaire à celle avant la crise. Les changements profonds du secteur logistique, ces dernières années, ont amené une modification du type de matériel vendu. Auparavant les chariots élévateurs représentaient 41 % du marché (2009) désormais ils n'en représentent que 27 % (2018). A l'inverse des matériels de magasinage (communément appelés transpalettes), seuls les chariots élévateurs peuvent être convertis à un fonctionnement hydrogène via une pile à combustible.

Avec plus de 375 000 emplois en 2011 et 3 millions de tonnes de produits transitant par le Marché d'Intérêt National (MIN) de Rungis, l'Île-de-France est une région logistique essentielle en France et en Europe. Conjointement, la logistique assure une fonction vitale pour la région francilienne. Regroupant 19% de la population française sur uniquement 2% de son territoire, la distribution géographique des plateformes logistiques et les modes d'acheminement sont au cœur d'enjeux structurant le territoire francilien.

³⁶ Department of Energy, Hydrogen Program Plan

Figure XXI : Comparaison des caractéristiques logistiques des régions françaises

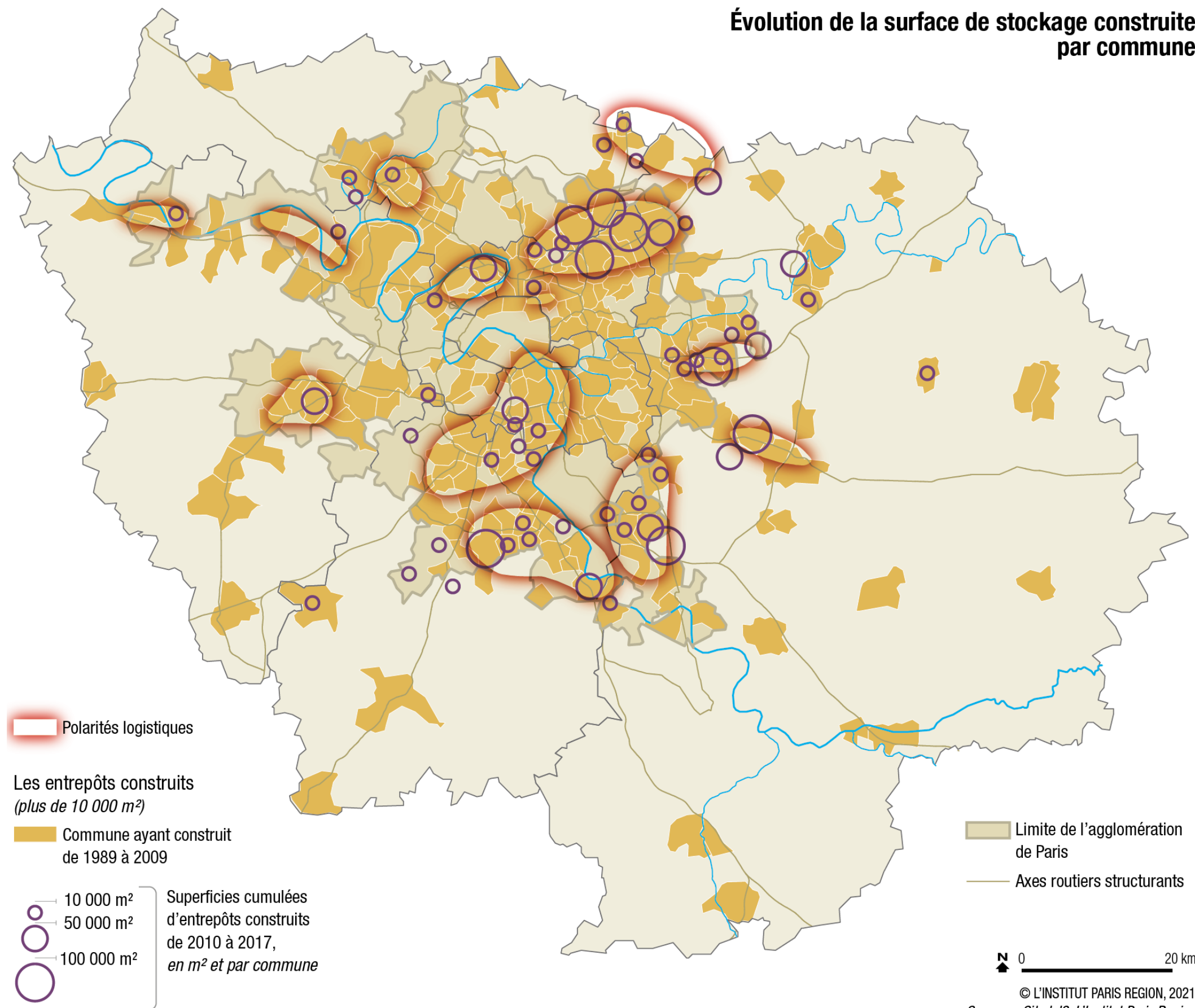


Source : Atlas des entrepôts et aires logistiques en France en 2015

Pour aller plus loin :

- Base Sitadel (Système d'Informations et de Traitement Automatisé des Données Élémentaires sur les Logements et les locaux)
- La logistique, fonction vitale, carnet pratique, L'Institut Paris Region, 2018

Évolution de la surface de stockage construite par commune



1.3.1.4 Secteur de l'aviation et hydrogène

Emetteur de GES, le secteur aéroportuaire doit organiser une transition pour atteindre la neutralité carbone d'ici 2050. D'après le Parlement Européen, le secteur aéronautique est responsable de 3,8 % des émissions totales de GES de l'Union Européenne³⁷ (0,4 % liée à l'aviation intérieure et 3,4% liée à l'aviation extérieure). En France, les émissions de CO₂ ont été de 22,7 millions de tonnes en 2017 selon la Direction Générale de l'Aviation Civile (DGAC), en augmentation de 3,8% par rapport à l'année 2017. 80% des émissions de CO₂ sont dues aux vols internationaux.

Alors que la majorité provient du trafic aérien (95%), des émissions sont aussi émises par les aéroports (5%). Sur une plateforme aéroportuaire, il existe de nombreuses sources d'émissions. Ces émissions sont dues tant aux engins de piste, à l'assistance en escale mais aussi à l'ensemble des installations permettant la climatisation et le chauffage des bâtiments accueillant le public et les employés.

L'hydrogène pourrait ainsi avoir un rôle à jouer dans deux secteurs de l'aviation : la décarbonation des combustibles nécessaires aux avions et la décarbonation des combustibles nécessaires aux engins logistiques présents sur les plateformes aéroportuaires.

Aujourd'hui, les technologies pour effectuer des vols grâce à des avions hydrogène sont au stade de recherche et développement après des premiers essais dans les années 1980 en URSS. Deux technologies sont envisagées pour utiliser l'hydrogène comme carburant : les modèles à PàC et les modèles à turboréacteurs. Comme pour la mobilité routière, l'avion à PàC est en réalité un avion électrique. Pour les modèles à turboréacteurs, c'est la combustion de l'hydrogène qui est garant de la propulsion de l'engin. En 2020, Airbus a annoncé vouloir développer trois modèles d'avion pouvant utiliser de l'hydrogène comme combustible via son plan ZEROe. L'agenda proposé par Airbus est téméraire puisque les premiers vols expérimentaux devraient être effectués d'ici 2025 et l'avion devrait être lancé d'ici 2035. Aujourd'hui, seuls les vols courts et moyens courriers sont concernés par ce changement de technologie. Un moyen courrier est caractérisé par un rayon d'action de 5000 km au maximum et pouvant transporter jusqu'à 200 passagers. La question de l'autonomie des avions est un des points limitants de l'utilisation de l'hydrogène comme carburant alternatif.

Dans un entretien accordé aux Echos, Blandine Langfried, chargée des questions de décarbonation au sein du groupe ADP, a précisé qu'à l'horizon 2050-2060, il faudrait environ 1200 tonnes par jour d'hydrogène liquide pour les avions partant des aéroports de Roissy-Charles-de-Gaulle et d'Orly. Dans l'hypothèse où l'ensemble de cet hydrogène est produit par électrolyse de l'eau, et en prenant en compte les coûts énergétiques liés au stockage, il faudrait ainsi 66 GWh d'électricité par jour (soit 24 TWh par an) pour produire l'hydrogène nécessaire à ces besoins. A titre de comparaison, l'Île-de-France a consommé 63,5 TWh d'électricité en 2018 tous usages confondus³⁸.

La décarbonation des engins logistiques est une problématique plus directe et plus aisée à aborder et l'hydrogène peut accompagner sa transformation. Les aéroports utilisent ainsi régulièrement des Véhicules Utilitaires Légers (VUL) et des camions dans l'enceinte et hors de l'enceinte de l'aéroport pour effectuer des livraisons, des transports de personnes et de matériels mais aussi pour la maintenance et le nettoyage. Plus spécifiquement, des engins dédiés à l'aviation légère et lourde sont nécessaires pour tractier les avions et acheminer les bagages des passagers du bâtiment d'accueil aux avions. En outre, des engins de chantier, d'entretien et d'urgence sont nécessaires en permanence sur le site aéroportuaire.

L'introduction progressive de l'hydrogène au sein des plateformes aéroportuaires permettra une accoutumance à cette molécule pour les équipes dirigeantes ainsi que pour les employés.

Pour aller plus loin :

- Réduire l'impact des émissions aéroportuaires sur la qualité de l'air local, l'eau et le sol –
Autorité de Contrôle des Nuisances Aéroportuaires (ACNUSA) Juillet 2021

³⁷ Émissions de CO₂ des avions et des navires : faits et chiffres, Parlement Européen

³⁸ Ce calcul suppose de meilleurs rendements énergétiques et prend comme hypothèse les pertes énergétiques actuelles liées à la compression à 500 bar d'hydrogène gazeux.

1.3.2 Usages stationnaires et énergie secourue

A défaut d'un meilleur terme, la notion d'usages stationnaires s'oppose à la notion d'usages de véhicules hydrogène et exclut la notion d'usages industriels. Le stockage d'énergie sous forme d'hydrogène dans l'optique de la conserver pendant un temps long et ensuite de la transformer de nouveau en la source d'énergie souhaitée sera abordé dans le Chapitre 3.

La liste d'applications présentées ci-dessous n'a pas la prétention d'être exhaustive mais sert à montrer l'étendue des usages (pertinents ou non) potentiels de l'hydrogène.

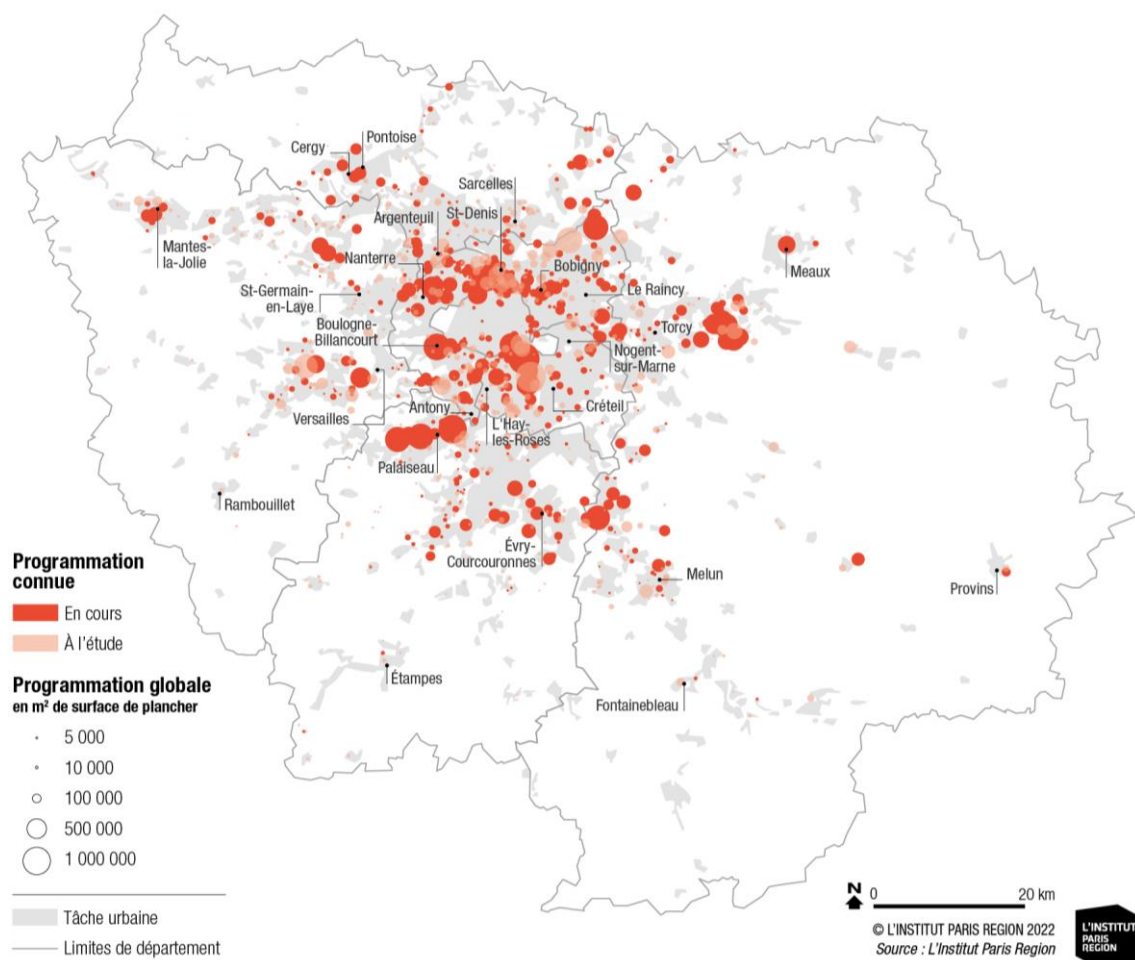
Les groupes électrogènes hydrogène

Actuellement, la grande majorité des groupes électrogènes fonctionnent via l'utilisation de combustibles fossiles (gaz, pétrole, essence, gazole ou encore GPL). Les groupes électrogènes servent à produire de l'électricité. Leur utilisation est conditionnée par la difficulté voire l'impossibilité de se connecter au réseau de distribution électrique. Ainsi, les groupes électrogènes sont utilisés dans les zones non desservies par le réseau électrique, les Zones Non Interconnectées (ZNI) telles que les îles sont des cas emblématiques de cet exemple. La seconde utilisation des groupes électrogènes réside en complément d'une alimentation sans interruption. Les alimentations sans interruption sont utilisées lorsque l'interruption de l'approvisionnement électrique conduit à un risque majeur (les hôpitaux, les data centers, etc.). La Note Rapide n°828 de l'Institut Paris Region, *Les impacts énergétiques et spatiaux des data centers sur les territoires*, explore la thématique des data centers dans la région francilienne pour comprendre les enjeux et les limites structurant leur développement. Encore une fois, la thématique de l'hydrogène entre en contact avec d'autres secteurs d'activités et une vision plurielle et complète est nécessaire pour produire une vision cohérente pour un aménagement territorial en adéquation avec les orientations stratégiques de la Région Île-de-France.

Il existe différentes tailles de groupes électrogènes. A titre d'exemple, EODev, une entreprise spécialisée dans le développement de groupes électrogènes hydrogène, a alimenté la Tour Eiffel lors d'un événement dédié à montrer l'efficacité des groupes électrogènes à hydrogène. Le groupe électrogène utilisé était d'une puissance de 60 kW (soit 75 kVa) et a eu besoin de 3,5 kg d'hydrogène par heure. Des groupes électrogènes hydrogène ont aussi été utilisés en 2019 et lors de nombreux événements de l'été 2022 en Île-de-France (Rock en Seine, Solidays, WeLoveGreen...).

Outre ces utilisations événementielles, ponctuelles et sporadiques par essence, les groupes électrogènes sont fortement présents sur les chantiers afin d'apporter l'électricité nécessaire au fonctionnement des appareils et engins de construction. Cette utilisation est également avantageuse pour les chantiers franciliens avec la diminution du bruit, de la pollution induite et des possibilités de valoriser la chaleur fatale et la vapeur d'eau de la pile à combustible en chauffage et eau chaude sanitaire pour les bases vies. Pour ces deux derniers usages, il est utile de préciser que la taille des groupes électrogènes varie : ainsi la faible taille de certains groupes électrogènes permet de les déplacer facilement. L'Institut Paris Region tient une base de données des projets d'aménagement se déroulant sur le territoire francilien. Cette base est interactive et permet ainsi de renseigner les types de chantier ou encore les surfaces des projets d'aménagement. Pour illustrer ceci, la carte XI est une extraction de cette base de données.

Carte XI : Projets d'aménagements en m² de plancher (au 01/01/2022)



Les chaudières à hydrogène

L'hydrogène peut, en théorie, remplacer le gaz fossile utilisé pour le fonctionnement de chaudières, toutefois il est nécessaire d'avoir des chaudières adaptées à cet usage. Plusieurs entreprises européennes travaillent à mettre sur le marché des modèles de brûleurs hydrogène adaptés aux besoins de l'industrie, mais également destinés pour les secteurs tertiaire et résidentiel. Les chaudières fonctionnant seulement à l'hydrogène sont encore à un stade expérimental en France.

La première chaudière de ce type a été installée en 2020 dans la ville de Chateaufort en Bourgogne-Franche Comté, dans le cadre d'un projet d'autoconsommation d'énergie sur un site tertiaire et résidentiel qui appartient à la Ville³⁹. Actuellement, cette chaudière, développée par l'entreprise néerlandaise BDR Thermea, fonctionne encore avec un mix hydrogène et de méthane. L'hydrogène est produit par électrolyse et est stocké sur site. L'hydrogène représentait, en 2021, 25% du mélange qui circule pour alimenter la chaudière⁴⁰. L'objectif de la collectivité est de passer à un fonctionnement à 100% à l'hydrogène, ce qui nécessite d'augmenter les capacités de stockage de l'hydrogène à proximité.

Les turbines à gaz à hydrogène

L'Autriche déploiera un premier test en 2023 sur la centrale commerciale de turbines à gaz de Donaustadt. En effet, celle-ci cherche à transformer ses turbines afin de pouvoir les alimenter avec un

³⁹ XPAIR, Agence Qualité Construction, 2021. https://conseils.xpair.com/actualite_experts/hydrogene-vert-economie-batiment-decarbones-chaudieres.htm

⁴⁰ Révolution énergétique, 2021. <https://www.revolution-energetique.com/la-chaudiere-a-hydrogene-debarque-en-france/>

mélange de gaz fossile/hydrogène⁴¹. En 2018, le Japon avait déjà lancé un essai similaire sur une turbine à gaz destinée à la production d'électricité, également avec la combustion d'un mélange gaz fossile/hydrogène, avec une part d'hydrogène à 30%⁴². Plus récemment, l'Institute of Energy Economics Japan (IEEJ) s'est associé à l'entreprise saoudienne Aramco pour tester l'alimentation des turbines à gaz par l'ammoniac, qualifié de dérivé de l'hydrogène⁴³.

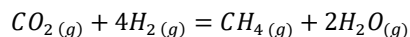
Par ailleurs, quatre turbines à gaz (ou plus exactement des turbines à combustion) sont présentes en Île-de-France : une dans le Val-de-Marne à Vitry-sur-Seine, deux en Seine-et-Marne à Vernou-la-Celle-sur-Seine et à Vaires-sur-Marne et une dans les Hauts-de-Seine à Gennevilliers. Dans le rapport *Futurs Énergétiques 2050* de RTE, l'utilisation de biométhane voire d'hydrogène dans des turbines à combustion est envisagée à plus ou moins longue échéance. Toutefois, l'utilisation de l'hydrogène est soumise à des prérequis importants ainsi qu'à des incertitudes technologiques (la mise au point des turbines à hydrogène est encore en cours d'expérimentation) et surtout industrielles : disponibilité de stockages d'hydrogène (stockages salins notamment) et développement d'un réseau d'hydrogène. »

1.4 Valorisation du CO₂ et hydrogène : une piste pour accompagner le secteur industriel

La méthanation répond à deux grandes questions actuelles : Que faire de tout le CO₂ que notre société productiviste émet ? Comment stocker de l'énergie sur le long terme ?

C'est en réponse à ces deux questions que l'attrait autour de ce procédé chimique s'est renforcé ces dernières années. Parallèlement, et à l'image de nombreuses technologies associées à la filière hydrogène, des progrès récents ont permis de résoudre des difficultés techniques. Ces difficultés étaient doubles : des rendements médiocres et des performances décroissantes dans le temps (en cause la désactivation des catalyseurs lors de la réaction chimique).

La réaction de méthanation, autrement appelée réaction de Sabatier, permet de produire du méthane et de l'eau en combinant du dioxyde de carbone et de l'hydrogène. La réaction est fortement exothermique. Son équation est :



Il est ainsi possible d'estimer approximativement les besoins en dihydrogène pour effectuer cette réaction de méthanation. Pour une tonne de dioxyde de carbone, il faut 181 kg de dihydrogène pour obtenir 363 kg de méthane.

Cette valorisation du dioxyde de carbone est évoquée pour les industries émettant de grandes quantités de dioxyde de carbone. Actuellement considérée comme non mature dans l'étude de l'ADEME *Transition(s) 2050*, la méthanation est signalée comme un potentiel « levier important de production de gaz renouvelable au-delà de 2030. En effet, la facilité de captation du dioxyde de carbone est essentielle pour assurer une rentabilité économique à ce procédé. Pour éviter des questions logistiques et infrastructurelles supplémentaires, la valorisation du CO₂ devrait se faire, le plus probablement, sur le site industriel ou dans un rayon proche. Selon l'Académie des Technologies⁴⁴, la valorisation d'une tonne de dioxyde de carbone demande de consommer entre 450 € et 1750 € d'hydrogène⁴⁵, en fonction du prix de l'hydrogène (cf. Chapitre 2). L'objectif étant la production de méthane, dit de synthèse, l'unique hydrogène pertinent pour cet usage devra provenir de l'électrolyse de l'eau.

L'évolution récente des prix du gaz, depuis septembre 2021 et l'accentuation encore plus prononcée depuis le début du conflit opposant l'Ukraine à la Russie, fait diverger les estimations comparatives de

⁴¹ Energynews, 2022. <https://energynews.pro/une-turbine-a-gaz-passe-a-lhydrogene/>

⁴² Enerzine, 2018. <https://www.enerzine.com/japon-une-turbine-a-gaz-alimentee-par-un-melange-dhydrogene-a-30/24546-2018-02>

⁴³ Connaissance des énergies, 2020. <https://www.connaissancedesenergies.org/atp/au-japon-la-piste-de-lammoniac-sur-la-voie-de-la-transition-energetique-201102>

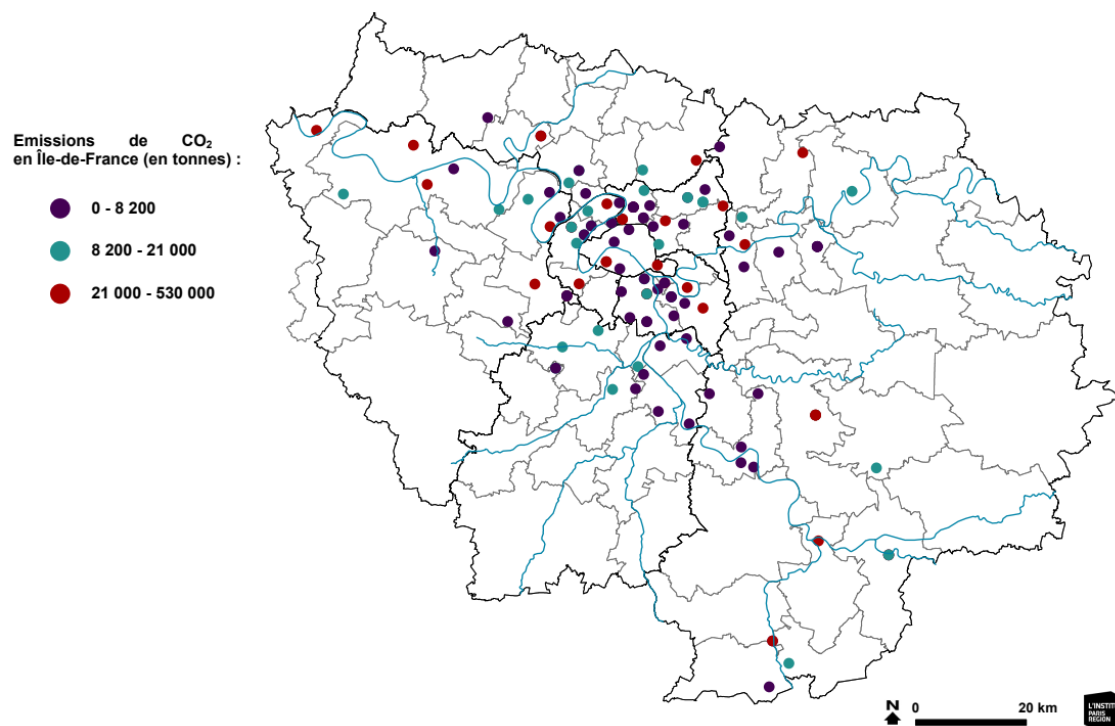
⁴⁴ Rôle de l'hydrogène dans une économie décarbonée (2020) – Académie des Technologies

⁴⁵ Prix de l'hydrogène compris entre 2,5€ et 9,5€ par kilogramme

rentabilité économique proposées par ce rapport. En prenant une situation théorique où le prix du gaz et de l'électricité serait décorrélié, avec pour hypothèse 180€/MWh de méthane, la valorisation d'une tonne de dioxyde de carbone produirait l'équivalent de 1080 € de méthane. En considérant les hypothèses de prix de l'Académie des Technologies, et en les adaptant au marché actuel, cela signifierait que cette opération serait rentable pour un coût de production de l'hydrogène à 2,5 € le kilogramme si le prix de la tonne de CO₂ était fixé à 42 euros et que pour un coût de production de l'hydrogène à 9,5 € le kilogramme il faudrait que le prix de la tonne de CO₂ s'élève à 242€⁴⁶.

Les besoins de stockage de l'énergie électrique sont et seront nécessaires dans les années à venir. Le procédé power-to-gas-to-power (P2G2P) permet de répondre à cette problématique. La méthanation permet d'effectuer la première partie de ce procédé : le power-to-gas (P2G). Le power-to-gas nécessite de transformer une énergie, ici l'électricité qui sert lors de l'électrolyse de l'eau, en un gaz, ici l'hydrogène puis le méthane.

Carte XII : Localisation des sites émetteurs de CO₂ en Île-de-France



Crédits : Institut Paris Region

⁴⁶ Pour rappel le prix de la tonne de CO₂ s'élève aux environs de 80€ (novembre 2022). Le coût de production d'un kilogramme d'H₂ est d'environ 10 € (août 2022)

Le prix de la tonne de CO₂

Suite au protocole de Kyoto (1997), l'Union Européenne a mis en place un système d'échange de quotas d'émission de CO₂. L'objectif affiché est de réduire les émissions de dioxyde de carbone. Ce système d'échange permet à une entreprise de réaliser une transaction directement avec une autre entreprise mais aussi de le faire grâce à une bourse « carbone ». Le marché européen porte le nom *European Trading Scheme* (ETS). L'Union Européenne fixe un plafond maximal d'émissions pouvant être échangées au sein de ce système.

En 2010, le GIEC (Groupement Interministériel d'Experts sur le Climat) avait estimé que la tonne devait atteindre 100€ en 2030 pour limiter le réchauffement climatique à +2°C. Les fluctuations du prix de la tonne de dioxyde de carbone furent importantes ces derniers mois. En 2020, avec la pandémie du COVID-19 et la diminution relative des émissions de CO₂, le prix de la tonne est tombé à 15€. Les annonces du paquet de mesures *Fit for 55* et les prévisions de cabinet d'analystes ont fait bondir aux alentours de 85€ le prix de la tonne, fin 2021. Les répercussions du conflit ukraino-russe sur le prix de la tonne CO₂ ne sont pas encore pleinement connues mais après avoir quasiment atteint 100€, celui-ci s'est fixé sous la barre des 80 € (novembre 2022).

Pour aller plus loin :

- Statu quo sur la méthanation du dioxyde de carbone : une revue de la littérature, Julien Ducamp, Alain Bengaouer, Pierre Baurens, Ioana Fechete, Philippe Turek, et al.
- Club power to gas de l'ATEE

1.5 Scénarios d'usages

Souvent présentée comme la source d'une nouvelle révolution énergétique, l'hydrogène est en réalité déjà fortement utilisé dans des secteurs essentiels à notre vie quotidienne : l'industrie pétrolière, primordiale tant à nos modes de déplacement qu'aux objets qui nous accompagnent à chaque instant de nos vies, et le secteur agricole assurant une production alimentaire tant pour les citoyens français que pour des partenariats commerciaux internationaux.

Simultanément, l'industrie sidérurgique et le secteur du transport nécessitent de nouvelles quantités d'hydrogène pour alimenter de nouveaux procédés technologiques dont le rôle est de participer à la réduction des émissions de GES. Réduire les consommations de combustibles fossiles dans ces deux domaines est central pour atteindre l'objectif des zéros émissions nettes en 2050. Les projections de consommation d'hydrogène sont détaillées dans les tableaux ci-dessous.

L'approche écosystémique structurant cette étude nous oblige à être critique et pragmatique concernant les deux voies de consommations majoritaires de l'hydrogène de nos jours. Il faut insister sur le fait que la décarbonation de l'ensemble de ces domaines ne sera réelle et complète que si l'hydrogène utilisé est produit de la manière la moins émettrice de carbone possible. Ainsi l'exégèse de l'utilisation des produits finaux de l'hydrogène doit être réalisée. Celle-ci permettra d'orienter la production d'hydrogène bas-carbone aux secteurs qui seront considérés comme nécessaires. Dans l'optique de fournir les clefs de compréhension nécessaires afin d'identifier les secteurs au sein desquels la filière hydrogène pourrait être intégrée et de qualifier les quantités d'hydrogène nécessaires pour chacun, les infographies XXII et XXIII ont été réalisées.

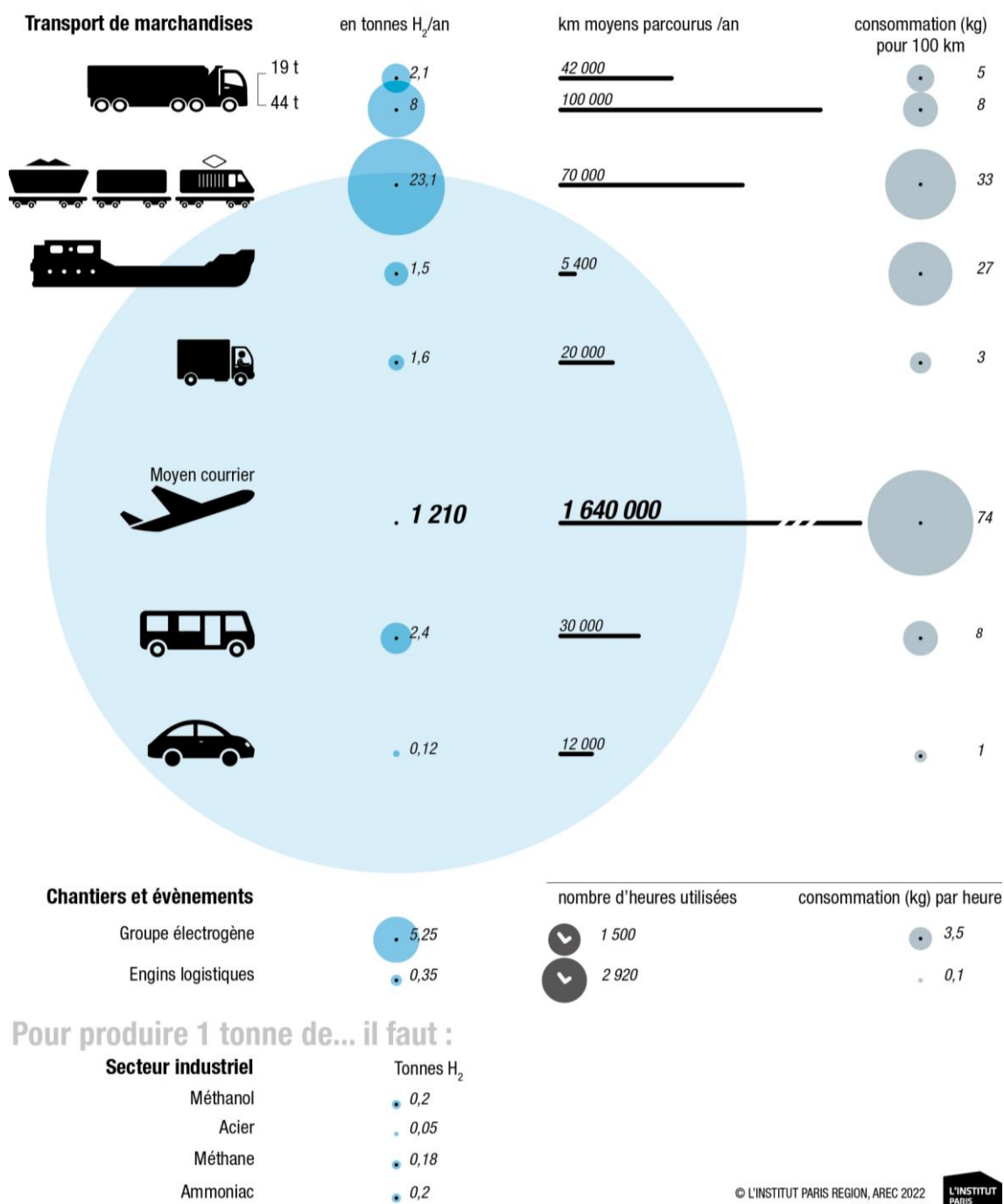
Les deux graphiques suivants représentent des besoins potentiels en hydrogène pour l'Île-de-France selon un développement tendanciel ou une forte diffusion. Ces deux scénarios ont pour objectif de présenter les besoins prospectifs en hydrogène de la région Île-de-France à horizon 2030 et 2050.

Le premier scénario présente une vision tendancielle du développement de la filière hydrogène au sein de la région francilienne. Ce scénario propose de continuer les dynamiques existantes et de répondre aux enjeux du Zéro Emissions Nettes (ZEN) par exemple en essayant de tester le procédé de méthanation. Les besoins en hydrogène à l'orée 2050 sont faiblement supérieurs aux besoins en hydrogène avant la fermeture de la raffinerie de Grandpuits. Ces besoins en hydrogène, à moins d'un changement de notre modèle agricole par exemple, doivent être perçus comme des absolus, des inchangeables.

Le second scénario présente un développement fort de la filière hydrogène soutenu par des choix politiques nécessitant un accroissement des besoins en hydrogène (comme la réindustrialisation du territoire francilien). Ce scénario insiste sur le développement de l'hydrogène partout où son utilisation pourrait avoir des conséquences économiques et écologiques positives. Ce scénario fait abstraction des conflits d'usages qui pourraient surgir entre l'hydrogène et le biogaz sur les mobilités lourdes. Ce scénario indique ainsi les besoins quasiment maximaux de la région Île-de-France. En 2050, ce scénario prévoit un maximum de 370 000 tonnes d'hydrogène consommées sur le territoire francilien (hors hydrogène pour l'aviation) soit approximativement 46 % des quantités d'hydrogène consommées en France actuellement.

Les différences sont importantes entre les deux scénarios pour la demande à l'orée 2050. En effet, dans le scénario à fort développement, les technologies comme la méthanation, l'avion hydrogène ou encore la mobilité lourde hydrogène sont fortement intégrées. Le scénario proposant une vision modérée exclut par exemple l'avion hydrogène ou la construction d'usines de méthanol. Les nouveaux secteurs, peu demandeurs d'hydrogène, ne sont pas intégrés car le coût de l'hydrogène pourrait rester prohibitif pour eux (en considérant que les prix de l'hydrogène seront indexés sur la demande totale). L'ensemble des hypothèses utilisées pour la production de ces deux scénarios se trouvent en Annexes *Construction et résultats des scénarios*.

Figure XXII : Chiffres-clefs de l'hydrogène

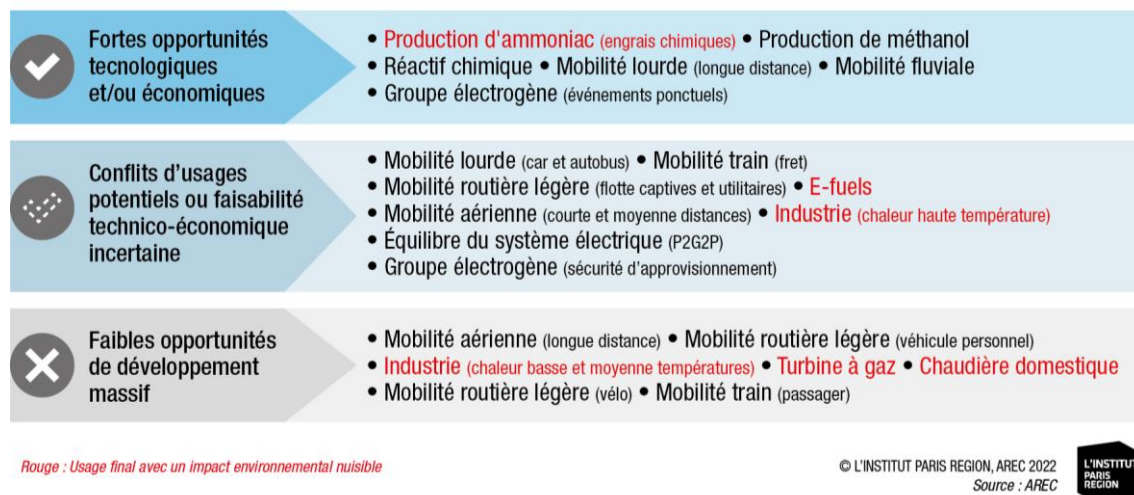


© L'INSTITUT PARIS REGION, AREC 2022
Source : AREC

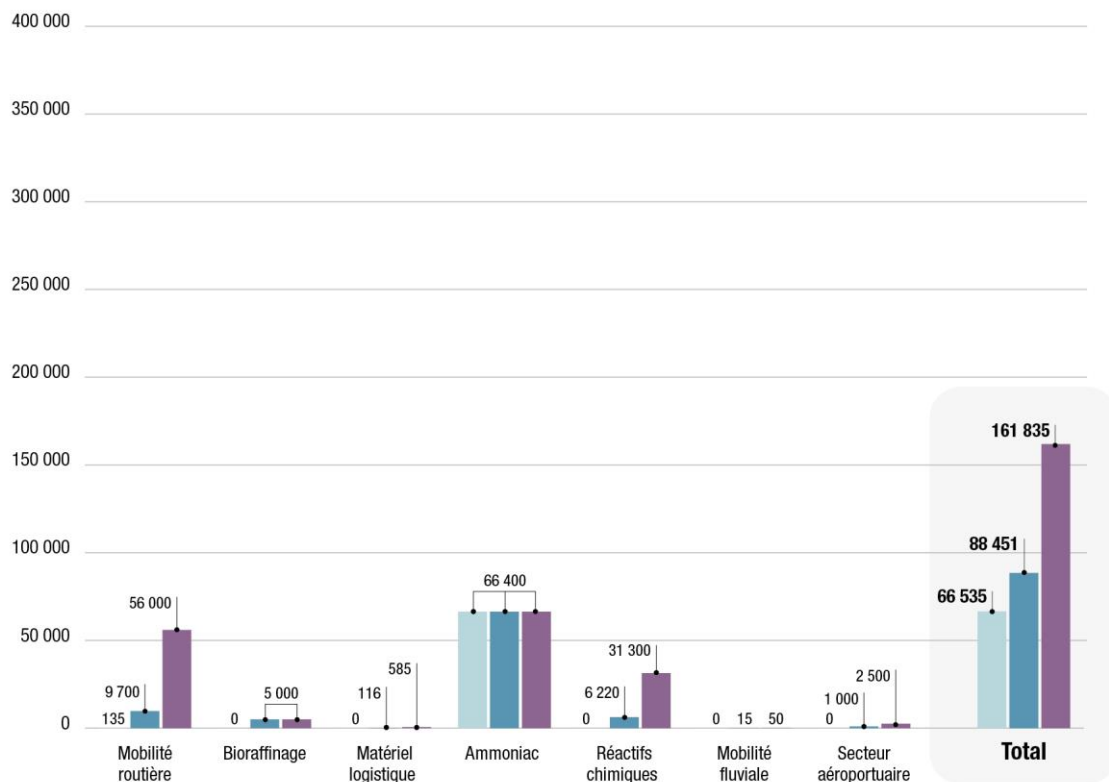


Figure XXIII : Hiérarchie des usages de l'hydrogène

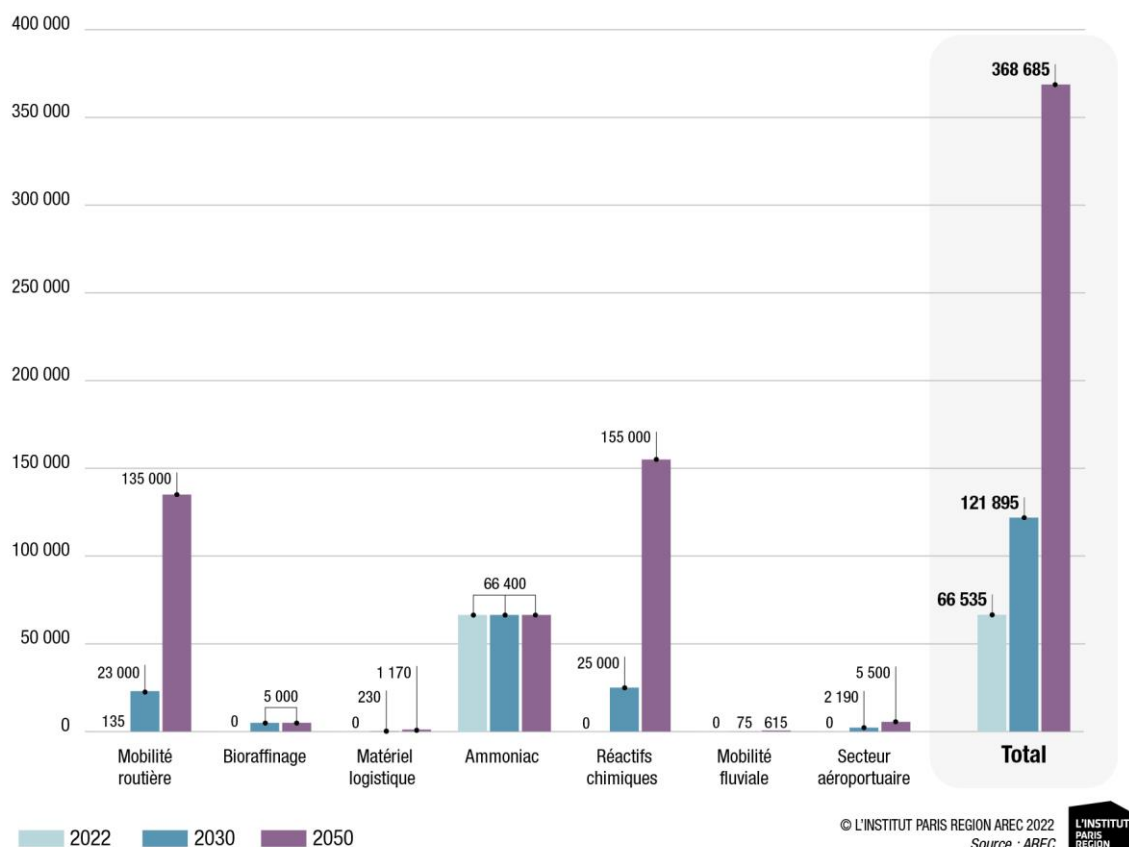
Adaptation de l'échelle d'hydrogène renouvelable et bas-carbone (Clean Hydrogen Ladder) pour la région Île-de-France



Scénario tendanciel : Besoins en H₂ en Île-de-France (en tonnes)



Scénario Forte diffusion de l'hydrogène : Besoins en H₂ en Île-de-France (en tonnes)



Synthèse et recommandations

L'utilisation de l'hydrogène dans le secteur industriel est un des usages prioritaires de l'hydrogène à considérer. En effet, elle permettrait de réduire l'utilisation des combustibles fossiles et de diminuer les émissions de GES associées, éléments essentiels pour avancer vers l'objectif ZEN.

Une meilleure connaissance du paysage industriel francilien, actuel et futur, permettrait de mieux accompagner ce secteur vers cet objectif. C'est l'une des conditions fondamentales au développement de l'hydrogène réfléchi et à des retombées écologiques importantes. Cette connaissance permettrait entre autres d'évaluer le potentiel d'hydrogène fatal potentiellement récupérable sur le territoire francilien.

Les évolutions des grands sites industriels tels que Grandpuits, Limay-Porcheville et Flins Aubergenville sont des opportunités pour engranger du savoir et des compétences.

La mobilité hydrogène est un second secteur au sein duquel l'utilisation de l'hydrogène serait pertinente. L'usage de l'hydrogène devrait être limité dans un premier temps au développement de la mobilité lourde, nécessaire à la logistique, ainsi qu'à celui des flottes captives.

Dans un souci d'acculturation et d'acceptabilité sociale, les entreprises logistiques devraient être incitées à intégrer des matériels logistiques hydrogène. La priorité est de remplacer les engins de manutention diesel, plutôt que de concurrencer les matériels électriques.

Le développement d'une mobilité hydrogène en Île-de-France est liée fortement à une évolution au niveau national. La nécessité d'un maillage de stations de distribution est essentielle. Le maillage territorial des stations de distribution doit prendre en compte les particularités comme la ZFE ou le réseau RTE-T. Les flottes captives à cibler en priorité sont les flottes de bus régionales, les bennes à ordures ménagères (BOM), les cars ainsi que les flottes de VUL des collectivités. Pour ce faire, un travail d'identification des lieux de dépôts est nécessaire.

Accompagner les activités nécessitant des quantités d'hydrogène faibles et temporaires tels que les chantiers et les festivals est une solution pour intégrer progressivement l'utilisation de l'hydrogène dans la vie quotidienne des Franciliens.

La filière hydrogène devrait également être intégrée dans les documents de planifications existants tels que le SDRIF-E, le PDUIF ainsi que le SRDEII. La création d'un schéma directeur des stations hydrogène serait bénéfique pour avoir une vision complète du maillage territorial de l'Île-de-France et répondre au développement actuellement imprévisible.

Une priorisation des usages de l'hydrogène permettrait de construire un discours sur la sobriété de la consommation hydrogène. L'hydrogène ne doit par ailleurs pas occulter les efforts de sobriété énergétique nécessaires pour l'ensemble des secteurs d'activités. Par conséquent, penser les mobilités lourdes hydrogène, c'est aussi réfléchir à comment dépasser et transformer nos usages actuels.

Chapitre 2 - Production d'hydrogène : entre enjeux économiques et environnementaux

Comprendre les secteurs d'activités liés à l'hydrogène est nécessaire afin de faire émerger une vision stratégique du développement de la filière. Dans cette optique, l'identification des besoins en hydrogène est une étape primordiale : les volumes actuels utilisés sont d'ores et déjà importants et les volumes projetés, des filières ayant un œil sur cette molécule, similaires voire supérieurs. Alors qu'une hiérarchie des usages est nécessaire, anticiper les besoins signifient également anticiper la production.

Parallèlement, la présentation d'une molécule « bonne pour l'environnement », ou plus exactement dont l'utilisation entraîne une absence d'émissions de GES, ne résiste pas à l'analyse de cycle de vie de l'hydrogène comme il est produit de nos jours.

La consommation de quantités élevées d'hydrogène et les volontés de décarbonation de nouveaux secteurs interrogent les externalités négatives de la production d'hydrogène. Représentant aujourd'hui près de 11,5 millions de tonnes de CO₂, soit 3% des émissions de GES en France, le mode de production actuel d'hydrogène est néfaste pour l'environnement. Produit à 94%, en France, par vaporeformage du méthane⁴⁷, il existe des modes de production dits « renouvelables » ou « bas-carbone ». Aujourd'hui ; la production mondiale d'hydrogène est réalisée à 96 % par reformage d'hydrocarbures ou par transformation du charbon.

Les émissions de GES ne sont pas l'unique problématique associée à la production d'hydrogène. La capacité à produire de l'électricité faiblement carbonée, les besoins en eau et surtout en foncier, et le prix de l'hydrogène sont autant de sujets à ne pas négliger. Pour répondre à ces enjeux, la notion d'écosystème territorial est portée et partagée par de nombreux acteurs tant publics que privés.

L'évolution de la filière hydrogène est conditionnée par deux enjeux : la qualité de l'hydrogène et sa capacité de production seront déterminantes pour l'avenir de la filière.

Pour savoir s'il est possible de faire cohabiter ces deux volets, une analyse des modes de production, des externalités négatives associées et des conséquences sur l'aménagement du territoire est nécessaire.

Les modes de production de l'hydrogène se distinguent tant par les procédés que par les matières premières utilisées. Il est ainsi possible d'utiliser comme matière première du gaz, de la biomasse, de l'eau voire des algues, alors que les énergies utilisées varient entre des carburants fossiles (tels que le pétrole et le charbon), de la vapeur d'eau co-générée lors du processus industriel ou encore de l'électricité renouvelable ou non. Les technologies les plus connues permettant de produire de l'hydrogène sont le reformage de gaz, la carbo-réduction du charbon et l'électrolyse de l'eau.

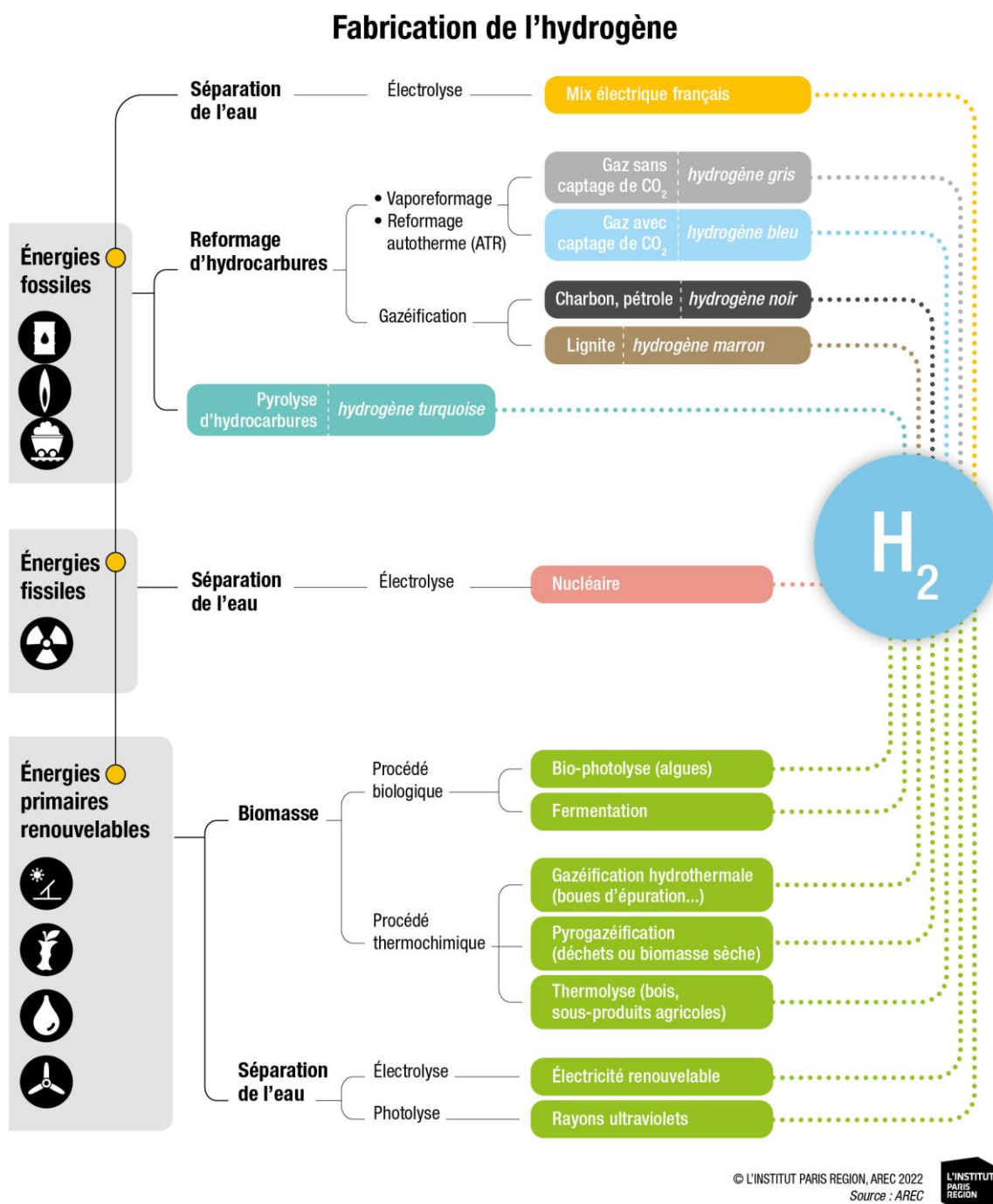
2.1 Nomenclature et taxonomie des modes de productions hydrogène

Les modes de production de l'hydrogène ont pendant longtemps été classés selon un code couleur. A chaque couleur était associé un mode de production de l'hydrogène. Les méthodes de production de l'hydrogène sont nombreuses et pourtant force est de constater que les méthodes les plus répandues ne sont pas celles qualifiées de bas-carbone ou de renouvelable. L'utilisation de l'hydrogène pour satisfaire une économie décarbonée doit être analysée à l'aune de cette information. Seul un hydrogène produit à partir d'énergies faiblement carbonées est pertinent dans l'objectif de réduction des émissions de GES.

Alors qu'il est aujourd'hui impossible de se passer d'hydrogène (cf. Chapitre 1), les quantités industrielles nécessaires tant aux besoins actuels que futurs ne peuvent être produits que via un mode de production faiblement émetteur de carbone. Les enjeux d'une transition soutenable vers un modèle de production bas-carbone doivent être au cœur des réflexions d'implantation de la filière.

⁴⁷ Plan de déploiement de l'hydrogène pour la transition énergétique, Ministère de la Transition Ecologique et Solidaire

Figure XXIV : Méthodes de production de l'hydrogène



Les critiques à l'encontre de cette typologie reposent sur l'absence de seuil d'émissions carbone dans l'attribution des couleurs. L'ancienne typologie considérait uniquement la méthode de production utilisée. Par conséquent, la production d'hydrogène par électrolyse grâce à une électricité fortement carbonée était tout de même intitulée hydrogène vert. Les conséquences de cette absence de seuil sont évidentes : l'utilisation de cette terminologie à des fins de greenwashing et une difficulté à comparer des projets sur cet unique critère.

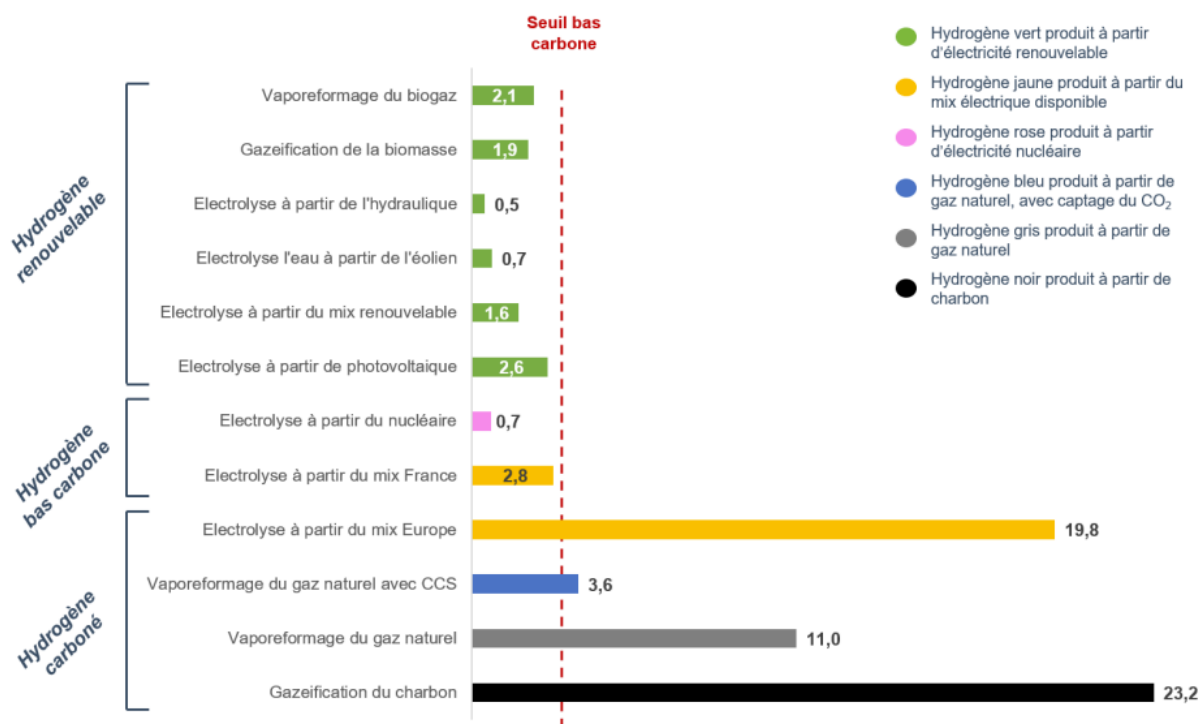
Longtemps considérée comme immature, l'électrolyse de l'eau permet dorénavant de produire de l'hydrogène en quantité industrielle. Ce procédé consiste à faire parcourir un courant électrique dans de l'eau pure afin de séparer hydrogène et oxygène. Lorsque le courant électrique est issu d'une centrale nucléaire l'hydrogène est dit rose, lorsque l'électricité est générée par des installations d'énergies renouvelables l'hydrogène est considéré vert. Une description des différents procédés permettant d'obtenir de l'hydrogène sera proposée. La compréhension des enjeux et limites de chacun

de ces procédés est une fondation pour les prises de décisions qui accompagneront le développement de la filière en Île-de-France. L'utilisation de l'ancienne nomenclature est assumée car aujourd'hui encore elle est grandement utilisée par les acteurs de la filière mais aussi par certains pays comme l'Allemagne. Ainsi, la stratégie hydrogène allemande propose la classification suivante :

- L'hydrogène vert est obtenu par électrolyse de l'eau à partir de l'électricité renouvelable (hors nucléaire), ce qui correspond à de l'hydrogène renouvelable ;
- L'hydrogène gris est produit par reformage sans captage CO₂, ce qui correspond à de l'hydrogène carboné et l'hydrogène bleu avec captage de CO₂, ce qui correspond à de l'hydrogène carboné ;
- L'hydrogène turquoise est produit par craquage du méthane à haute température via une pyrolyse ou une torche à plasma, ce qui correspond à de l'hydrogène bas-carbone.

Les termes hydrogène bas-carbone et hydrogène renouvelable sont liés à la taxonomie verte européenne. Ce règlement indique un seuil au dessus duquel l'hydrogène est carboné et par conséquent pas en adéquation avec les objectifs de décarbonation fixés par l'Union Européenne. Ce seuil est de 3 kg CO_{2,eq}/kg H₂. Cette taxonomie inclut uniquement les émissions de carbone liées à l'extraction des matières premières nécessaires à la production de l'hydrogène et à la production même de l'hydrogène. Ainsi selon l'ADEME, lorsque l'on combine les émissions de dioxyde de carbone liées à l'extraction, à la production, au stockage et au transport, l'hydrogène gris émet, en moyenne, 11,7 kg CO_{2,eq}/kg H₂. Dans le meilleur des cas, l'hydrogène bleu émet en moyenne 5,4 kg CO_{2,eq}/kg H₂. L'ADEME conclut alors que l'hydrogène bleu « est loin d'être compatible avec l'appellation « bas-carbone » ».

Figure XXV : Emissions de CO_{2,eq} par kg d'hydrogène produit (en kCO₂/kgH₂)



Source Ademe

L'utilisation du pétrole et du charbon comme matières premières sera exclue de cette étude : les effets négatifs d'extraction et d'émission de ces matières premières étant actuellement actés tant au niveau national qu'international.

A l'inverse, l'utilisation du gaz ou l'électricité est soumise à de nombreux débats dépassant la production de l'hydrogène. Au niveau européen, une taxonomie verte, présentée en 2018, et mise en place le 1^{er} janvier 2022 encadre les activités économiques selon des critères environnementaux. Le gaz et le nucléaire ont récemment été intégrés sous certaines conditions. Par conséquent, le vaporeformage du méthane sera abordé dans cette partie. Rédigé dans une optique de

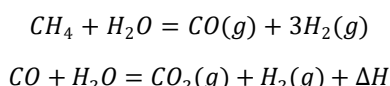
compréhension des externalités négatives et des limites de chacun des modes de production, ce chapitre questionne la soutenabilité d'une filière de production en émergence.

2.2 Les modes de production d'hydrogène

2.2.1 Le vaporeformage du méthane : hydrogène gris et hydrogène bleu

Premier mode de production d'hydrogène en France, le vaporeformage du méthane est excessivement polluant. Comme son nom l'indique, le vaporeformage de méthane consiste à faire réagir du méthane avec de la vapeur d'eau, en présence d'un catalyseur. Suite à cette première réaction, le monoxyde de carbone produit réagit lui-même avec la vapeur d'eau (et en présence d'un catalyseur) pour former de l'hydrogène et du dioxyde de carbone. Les catalyseurs utilisés pour les réactions (ci-dessous) sont le nickel, pour la première, et un alliage cuivre-fer pour la seconde. Il faut utiliser 3,5 kg de méthane pour produire 1 kilogramme d'hydrogène.

Les réactions, décrites ci-dessus, se décomposent ainsi :



La production d'hydrogène par ce procédé est appelée hydrogène gris lorsqu'il n'y a pas de capture de CO₂ et hydrogène bleu lorsque le dioxyde de carbone est capté et stocké. Ce mode de production est fortement critiqué car en plus d'utiliser des énergies fossiles, les émissions de dioxyde de carbone sont élevées : jusqu'à 11 kg CO₂eq / kg H₂.

Le rendement de ces réactions est compris entre 72 % et 82 %⁴⁸. La production des usines, utilisant ce procédé, est en moyenne de 100 tonnes par jour et peut atteindre 600 tonnes par jour. Cette technologie est peu onéreuse avec un coût de production de l'hydrogène par kilogramme se situant entre 1,5 et 2 euros. Toutefois, les évolutions géopolitiques, la guerre en Ukraine et les décisions gouvernementales concernant les importations de gaz fossile provenant de Russie ont et continueront d'avoir des répercussions sur les coûts de production et sur de potentielles mises à l'arrêt d'usines.

Pour pallier les problèmes des émissions de dioxyde de carbone liées à ce procédé industriel, il est possible d'y associer une technologie de captage et de stockage dudit dioxyde de carbone. Il existe différentes méthodes de captage du CO₂, mais chacune implique des coûts d'investissement et d'exploitation supplémentaires. Les coûts d'exploitation sont indexés sur le fonctionnement des modules liés au captage, sur le stockage du CO₂ ainsi qu'à son transport. Avec un coût de captage actuel situé entre 10 et 20 euros la tonne de dioxyde de carbone, le prix d'un kilogramme d'hydrogène se situe aux alentours de 2,50 euros (selon les estimations de l'AIE). Selon TotalEnergies, le coût des procédés de capture, transport et stockage induirait un surcoût de 100 € à 250 € par tonne d'hydrogène, soit un prix au kilogramme de l'hydrogène situé entre 2,5 et 4,5 €. Néanmoins, il est impossible d'obtenir un bilan carbone absolument neutre et l'ensemble des technologies existantes permettent un captage de 60% à 90% du dioxyde de carbone émis lors de la production d'hydrogène. Selon la base de données de l'AIE (Hydrogen Projects Database 2021), il n'existe qu'une unique usine employant cette technologie en France, située à Port-Jérôme et gérée par Air Liquide. Cette usine produit 39 kilotonnes d'hydrogène bleu par an ce qui représente entre 4,3 % et 5 % de la production totale annuelle française, dont une partie est destinée au marché francilien pour les premières stations de distribution d'hydrogène.

Le CSS Global Institute chiffre à 0,7 % la production totale annuelle d'hydrogène issue du vaporeformage du méthane avec captation et stockage de dioxyde de carbone.

⁴⁸ Rôle de l'hydrogène dans une économie décarbonée – Rapport de l'Académie des technologies

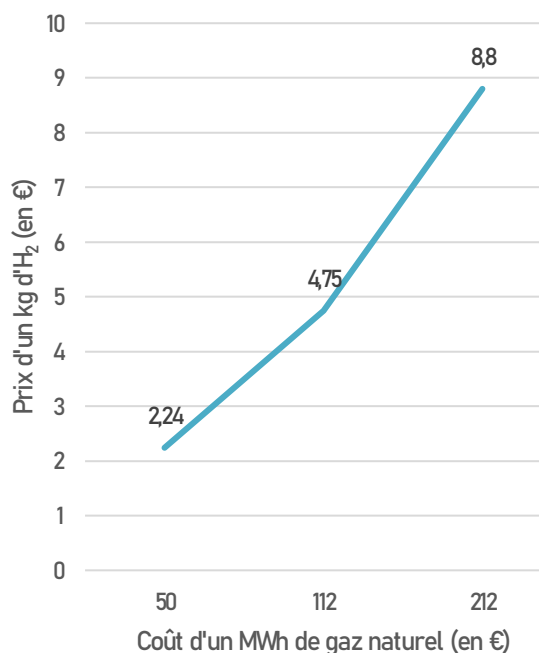
Cryocap™ : Une solution cryogénique de captage de CO₂

Il existe différents systèmes permettant de capter le CO₂ lors du vaporeformage du méthane. Cryocap a été développé par Air Liquide et a été installé à Port-Jérôme sur la plus grande installation de production d'hydrogène de reformage de gaz naturel du groupe en France.

Par conséquent, l'hydrogène produit par ce système est de l'hydrogène bleu. Les capacités de ce procédé industriel permettent de capter de 60 % à 90 % du CO₂ produit lors du procédé et ce jusqu'à 100 000 tonnes de CO₂ à l'année. Pour arriver à 90 % de captage de dioxyde de carbone, l'utilisation de l'hydrogène comme source d'énergie pour le SMR (Steam Methane Reforming) est nécessaire.

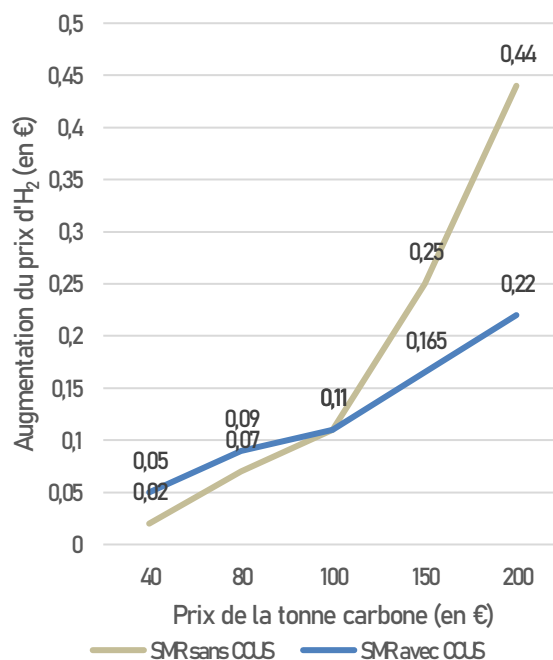
La production d'hydrogène, à l'instar de nombreux secteurs, est chamboulée par les évolutions géopolitiques. Pour comprendre pourquoi certains observateurs, comme Bloomberg NEF, estiment que l'hydrogène par électrolyse devient compétitif par rapport à la production par vaporeformage de méthane, cette étude présente une modélisation simple du Total Cost of Ownership (TCO) de l'hydrogène par vaporeformage du méthane (cf. Figure XXVI : Influence du prix du gaz sur le kilogramme d'H₂). Les valeurs du prix du gaz utilisées pour cette prospection ont été atteintes lors de la crise ukrainienne en avril 2022. Ainsi avec un MWh de gaz à 212 euros, l'hydrogène gris coûterait pour chaque kilogramme approximativement 9 euros tandis qu'une valeur de 112 euros fixerait le coût de production d'un kilogramme d'hydrogène à 5 euros.

Figure XXVI : Influence du prix du gaz sur le kg d'H₂



Crédits : Institut Paris Region

Figure XXVII : Influence du prix de la tonne carbone sur le prix du kg d'H₂



Crédits : Institut Paris Region

Parallèlement, une estimation de l'impact du prix de la tonne carbone sur le coût de production d'un kilogramme d'hydrogène permet d'estimer si la valeur actuelle est décisive sur la compétitivité de l'hydrogène par électrolyse. Ainsi, la figure XXVII présente à la fois pour l'hydrogène bleu et pour l'hydrogène gris cette influence. Le prix de la tonne carbone a frôlé les 100 euros avant la guerre ukrainienne. Pour l'hydrogène bleu et l'hydrogène gris, sur une période d'amortissement de 25 ans, ce prix de la tonne carbone ajoute 10 centimes par kilogramme d'hydrogène produit. Alors que pour un prix de la tonne carbone fixé à 200 euros, l'impact devient plus significatif avec une augmentation jusqu'à 45 centimes du prix du kilogramme d'hydrogène pour le vaporeformage de méthane sans captation et stockage du dioxyde de carbone et de 22 centimes pour une installation avec captation.

Pour ces deux modélisations, l'impact du prix de la tonne de carbone n'est pas suffisant (au prix du gaz précédent la crise ukrainienne) pour rendre compétitif l'hydrogène par électrolyse. Les prévisions du prix de la tonne de carbone sont difficiles à réaliser : il était prévu qu'elle n'atteigne les 100 euros qu'aux alentours de 2030.

Captation du CO₂ : une solution pérenne et efficace ?

Le protocole de Kyoto a établi le principe d'une prise en compte de l'influence de la biosphère terrestre sur le climat global. La capacité d'absorption des émissions de dioxyde de carbone par la biosphère a conduit à reconnaître la possibilité de compenser une partie des émissions de CO₂ via leur séquestration.

Fortement émettrice de CO₂, la production d'hydrogène par vaporeformage pourrait bénéficier de cette technologie de captage et de stockage. Toutefois, dans une optique écosystémique, il est nécessaire de comprendre les capacités totales de captage annuelles en France et les potentiels risques liés à ce procédé.

Il existe peu de débouchés pour le CO₂ capté. L'entreprise Coca-Cola a récemment testé l'utilisation de dioxyde de carbone capté dans l'air pour gazéifier de l'eau minérale. Il est impossible de consommer l'ensemble du dioxyde de carbone produit de cette manière. Par conséquent, il faut trouver des sites permettant l'enterrement de ce gaz.

Selon l'ADEME, il n'existe que trois sites en France permettant de stocker massivement du dioxyde de carbone. A eux trois, ils permettraient de stocker 24 Mt de CO₂ par an. Pour rappel, la France émet, sur son territoire, approximativement 470 Mt de CO₂ par an. Les capacités de stockage représenteraient ainsi uniquement 19,6% des émissions annuelles françaises.

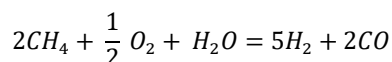
Outre cet aspect, le coût de captage, transport et stockage d'une tonne de dioxyde de carbone se situerait entre 50 € et 70 €. Il existe actuellement un site test mais aucun site de grande ampleur n'a été mis en place. Ces projets ont toujours connu de ferventes oppositions sociales de la part des habitants vivant à proximité.

Pour aller plus loin :

- Le captage et stockage géologique de CO₂ en France : un potentiel limité pour réduire les émissions industrielles, ADEME

Le cas du reformage autotherme

Le reformage autotherme (ATR) est un procédé de production de gaz de synthèse combinant deux procédés : l'oxydation partielle et le vaporeformage. Le caractère exothermique de la réaction d'oxydation partielle permet de compenser le caractère endothermique du vaporeformage : la réaction devient alors autotherme. L'oxydation partielle consiste à mélanger des hydrocarbures avec de la vapeur d'eau et de l'oxygène à très haute température (1200-1500°C) et à très forte pression (entre 20 et 90 bar). La réaction est la suivante :



Le monoxyde restant réagit avec la vapeur d'eau (comme la réaction de vaporeformage) pour former de l'hydrogène et du dioxyde de carbone.

Les conclusions de l'étude ADEME *Impact climatique de l'hydrogène « bleu » - Décarboner l'hydrogène en France : est-ce possible avec l'outil de production actuel ?* révèlent que l'ATR combiné à une technologie de captage et de stockage est compatible aux limites d'émissions posées par la taxonomie européenne. L'étude, réalisée avant la crise ukrainienne, indique que le Royaume-Uni a décidé d'adopter cette stratégie. Cela s'expliquerait en partie par un mix électrique britannique plus carboné que celui français.

Récemment, deux chercheurs américains, dans un papier de recherche intitulé *How green is blue hydrogen ?*, concluent à l'incohérence d'utiliser de l'hydrogène bleu dans une optique de transition énergétique.

Qu'est-ce que la taxonomie européenne ?

La taxonomie européenne est un règlement adopté par l'Union Européenne en 2020, faisant suite à deux années de travail. L'objectif de ce texte est d'accompagner la neutralité carbone d'ici 2050. Un groupe d'expert a été mandaté afin d'identifier des critères permettant de sélectionner des activités « contribuant de façon substantielle » à la réalisation d'objectifs environnementaux. Les entités concernées par cette taxonomie verte sont dénombrées à plus de 11 000. Ce règlement s'adresse ainsi aux institutions financières et aux grandes entreprises de plus de 500 salariés (avec un bilan supérieur à 20 millions d'euros ou un chiffre d'affaires supérieur à 40 millions d'euros) et aux Etats membres qui mettent en place des mesures, des labels ou des normes autour de produits « verts ».

Les objectifs environnementaux qui encadrent le classement d'une activité comme « verte » sont au nombre de six :

- atténuation au changement climatique ;
- adaptation au changement climatique ;
- utilisation durable et protection des ressources aquatiques et marines ;
- transition vers une économie circulaire ;
- prévention et réduction de la pollution ;
- protection et restauration de la biodiversité et des écosystèmes.

A cela s'ajoute quatre conditions cumulatives :

- contribuer de façon significative à au moins un des six objectifs environnementaux ;
- pour chaque secteur d'activité se conformer à des critères de sélection technique ;
- se conformer à des garanties sociales minimales (définis par l'OCDE, l'ONU ou l'OIT) ;
- ne porter atteinte de façon significative à aucun des 5 autres objectifs environnementaux.

En 2022, la taxonomie verte européenne a intégré les énergies du gaz et du nucléaire comme des énergies « ayant un rôle à jouer pour faciliter le passage aux énergies renouvelables » et à la neutralité climatique. Par conséquent, ces énergies peuvent être intégrées dans le système de labellisation d'orientation des investissements privés dans les activités durables. Une limitation dans le temps a été indiquée pour chacune de ces énergies : 2030 pour le gaz et 2045 pour le nucléaire.

Le seuil adopté pour définir un hydrogène comme bas-carbone est de 3kg CO_{2,eq} /kg H₂. L'hydrogène est dit renouvelable si l'énergie et la matière première sont elles-mêmes renouvelables.

Pour aller plus loin :

- Règlement (UE) 2020/852 du Parlement européen et du Conseil du 18 juin 2020

Pour aller plus loin :

- Impact climatique de l'hydrogène bleu, Décarboner l'hydrogène en France : est-ce possible avec l'outil de production actuel ?, ADEME
- How green is blue hydrogen ?, Robert W. Howarth et Mark Z. Jacobson

2.2.3 L'hydrogène par électrolyse de l'eau

L'électrolyse de l'eau est un procédé industriel connu depuis de nombreuses années. Ce procédé n'est, en lui-même, pas émetteur de gaz à effet de serre. L'origine de l'électricité est une donnée essentielle à la qualification en tant que procédé « bas-carbone » ou « renouvelable ». En effet, bien que la France soit peu concernée, de nombreux pays de l'Europe et du monde disposent d'un mix électrique hautement carboné. Ceci est dû à l'utilisation de centrales à charbon pour la production d'électricité. D'après RTE, le mix électrique français produit 74 kgCO_{2,eq}/kWh (en 2019) tandis que la moyenne européenne se situe à 290 kgCO_{2,eq}/kWh (en 2016) soit quasiment quatre fois plus.

Le procédé d'électrolyse est toutefois le seul procédé actuel permettant de produire de l'hydrogène renouvelable en quantité industrielle. Il existe trois technologies différentes permettant de réaliser l'électrolyse de l'eau :

- l'électrolyse alcaline ;
- l'électrolyse à membrane échangeuse de protons (PEM) ;
- l'électrolyse à oxyde solide (SOEC).

Premier procédé à avoir été découvert en 1800, l'électrolyse alcaline est actuellement le procédé le plus répandu pour produire de l'hydrogène par électrolyse. L'électrolyte (la substance conductrice de l'électricité via des ions mobiles) est le plus généralement une solution d'hydroxyde de potassium (KOH), une solution alcaline. Cette solution permet d'améliorer la conductivité du milieu et ainsi d'augmenter le rendement de la réaction. Une température relativement basse (entre 40°C et 80°C) ainsi qu'une pression de 30 bars (la pression atmosphérique est d'approximativement 1 bar) sont nécessaires pour mettre en place les électrolyseurs modernes (type McPhy). Le rendement maximal de cette technologie est de 70%. L'inconvénient majeur de l'électrolyse alcaline réside dans l'inertie de la réaction. Cela induit une complexité supplémentaire dans une optique de couplage avec des sources d'énergies comme les panneaux photovoltaïques ou l'éolien. A l'inverse, l'un des avantages compétitifs de ce procédé technique est l'absence de matériaux coûteux et sa maturité technologique et commerciale.

L'électrolyse PEM est une technologie apparue au milieu de XX^{ème} siècle. La différence principale entre ce procédé électrolytique et l'électrolyse alcaline est l'électrolyte : alors que l'électrolyte est un liquide (solution alcaline) pour l'électrolyse alcaline, l'électrolyte est un solide, une membrane conductrice de protons, pour l'électrolyse PEM. La membrane conductrice présente un pH fortement acide qui « laisse passer » les ions H⁺. Les ions H⁺ sont alors réduits en hydrogène moléculaire (H₂) via une association avec les électrons ayant migré vers le pôle négatif du générateur.

Les avantages de l'électrolyse PEM, en comparaison de l'électrolyse alcaline, sont multiples : une technologie plus compacte, un transport plus facile grâce à l'absence de liquide, une inertie moins grande et donc un couplage plus aisé avec l'électricité issue d'EnR, un hydrogène plus pur et un fonctionnement à des intensités électriques plus fortes. Le prix élevé de la membrane ainsi que les besoins en matériaux rares (platine, iridium, ruthénium et titane), nécessaires pour les électrodes et les plaques de séparation, induisent des coûts d'investissements plus importants que pour l'électrolyse alcaline. La durée de vie des électrolyseurs PEM se révèle aujourd'hui plus courte que celle des électrolyseurs alcalins. Le rendement actuel des électrolyseurs PEM se situe aux alentours de 60% mais des recherches sont actuellement en cours pour élever ce rendement à 70%.

La technologie SOEC est le procédé technologique le plus récent mais également le plus immature et n'a donc pas encore atteint un rendement industriel. Comme pour l'électrolyse PEM, l'électrolyte est une membrane solide toutefois cette membrane est à base de céramique (oxyde de zirconium ou oxyde d'yttrium). La différence majeure avec les deux autres technologies est la température à laquelle la réaction se déroule. En effet, l'électrolyse SOEC nécessite une température de 700°C car ce n'est plus de l'eau liquide qui va être « cassée » mais de la vapeur d'eau. Ce procédé technologique permettrait théoriquement d'atteindre des rendements très élevés, aux alentours de 99%, néanmoins les objectifs actuels résident autour de 90%, soit entre 10 et 15 points de plus que les autres technologies. Une fois la température optimale atteinte, l'énergie nécessaire à la séparation de l'hydrogène et de l'oxygène est inférieure à celles des deux autres technologies. Une partie de l'énergie exploitée est donc de l'énergie thermique et non électrique, par conséquent une des pistes d'amélioration de cette technologie est de la coupler avec des procédés industriels produisant de la chaleur fatale afin de la capter et de la réutiliser directement. En prime, la réaction est réversible : il est ainsi possible de produire de l'électricité avec l'hydrogène produit. Le haut rendement de cette technologie permettrait ainsi d'utiliser pleinement l'hydrogène comme vecteur énergétique.

Genvia : un regroupement de chercheurs et d'industriels pour une ambition commune

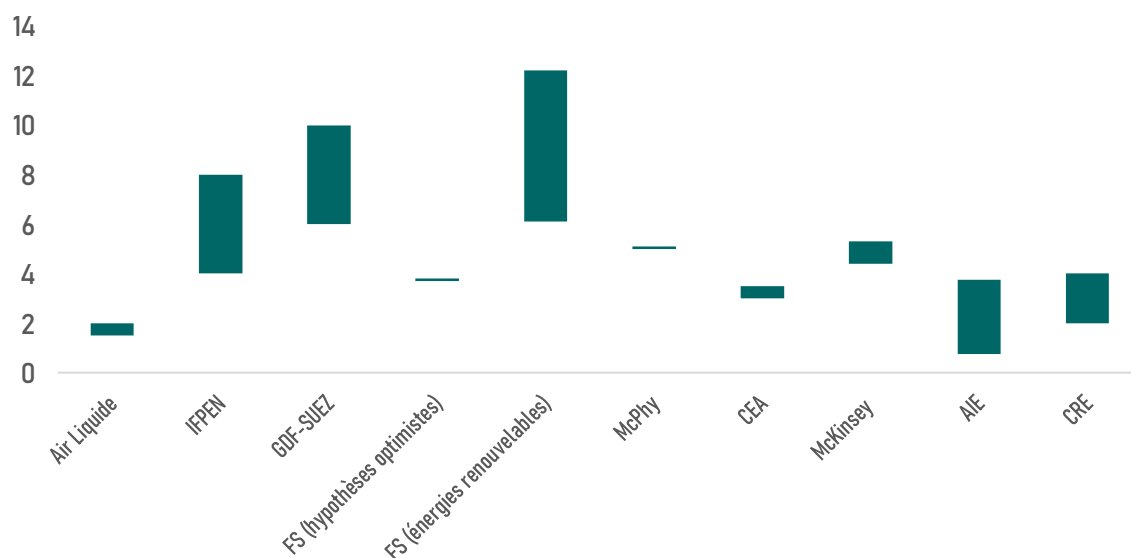
Lancée en mars 2021, Genvia est une société conjointe regroupant le CEA Investissement, Schlumberger, VINCI Construction, Vicat et l'Agence Régionale Energie Climat Occitanie (société d'investissement de la Région Occitanie). Genvia développe des électrolyseurs à haute température. Recherchée pendant une dizaine d'années au sein du CEA, la technologie SOEC est une technologie unique dont le passage au niveau industriel nécessitait des investissements nouveaux.

Actuellement, Genvia dispose d'une usine à Béziers et une unité de Recherche et Développement située dans les locaux de Schlumberger à Clamart (92). C'est au sein de cette dernière que les premières productions d'électrolyseurs et de modules technologiques complets sont réalisées. L'objectif affiché est de produire 200 kg par jour d'hydrogène soit approximativement 70 tonnes par an, loin des électrolyseurs industriels PEM et alcalins actuels. En 2030, l'objectif est de fournir au territoire biterrois un gigawatt d'électrolyseurs soit 15% de l'objectif annoncé par la stratégie nationale hydrogène française.

Il est convenu, pour les réactions d'électrolyses PEM et alcalines, de considérer une consommation électrique de 55 kWh/ kg d'hydrogène. La technologie SOEC ne sera plus mentionnée dans ce rapport car encore non mature pour la production de quantités industrielles d'hydrogène. Pour ce qui est du coût de l'hydrogène issu de ces technologies, il est assurément plus cher que le coût de l'hydrogène produit par vaporeformage (lorsque le prix du gaz n'atteint pas des valeurs historiquement élevées comme récemment). Toutefois, les avis divergent fortement entre les différents prix tant pour des raisons d'évolutions technologiques, de prix de l'électricité que pour les hypothèses de volumes produits. Les graphiques présentés ci-après montrent la disparité des prix de l'hydrogène en fonction des hypothèses émises et des acteurs ayant réalisé les modélisations.

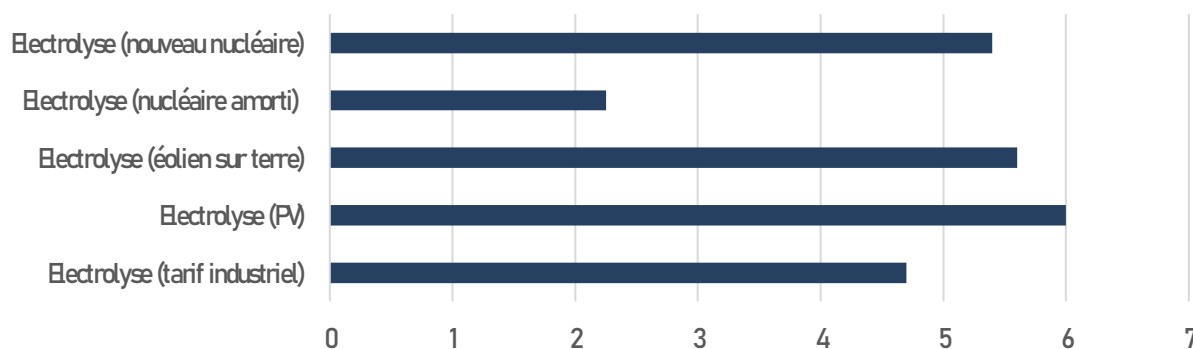
Il faut toutefois tempérer l'impact de l'augmentation du prix du gaz sur la compétitivité de la production d'hydrogène par électrolyse car le fonctionnement du marché de gros d'électricité européen corrèle le prix de l'électricité sur celui du gaz (cf. Encadré Corrélation entre les prix du gaz et de l'électricité).

Figure XXVIII : Estimation du coût de production d'un kilogramme d'hydrogène par électrolyse alcaline (en euros) – FS : France Stratégie



Source : Rapport filière hydrogène-énergie pour le Ministère de l'écologie, du développement durable et de l'énergie et le Ministère de l'économie, de l'industrie et du numérique (2015)

Figure XXIX : Estimation du coût de production d'un kilogramme d'hydrogène en fonction de la source d'électricité (en euros) pour un électrolyseur alcalin (500€/kW)



Source : Le rôle de l'hydrogène décarboné, Académie des Technologies

Corrélation entre les prix du gaz et de l'électricité

Pour comprendre les raisons qui lient le prix de l'électricité à celui du gaz, connaître le fonctionnement du marché de gros d'électricité européen, qui assure l'équilibre entre l'offre et la demande en électricité, est nécessaire. Concrètement, il s'agit du marché « où l'électricité est négociée avant d'être livrée aux clients finals (particuliers ou entreprises) via le réseau » (Commission de régulation de l'énergie). Les tarifs de l'électricité calculés pour la consommation en France dépendent de l'évolution des prix sur le marché de gros européen, car les opérateurs français se fournissent en partie sur ce marché.

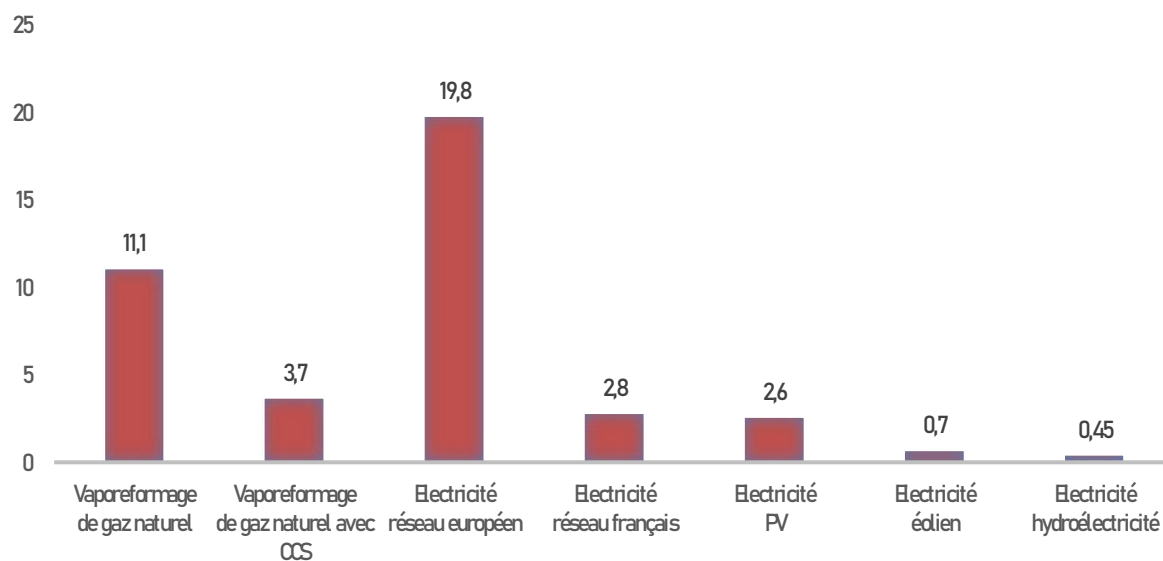
Sur le marché de gros, au fur et à mesure qu'augmente la demande résiduelle d'électricité, on fait d'abord appel aux énergies avec le coût d'opération le plus faible, c'est-à-dire l'électricité produite à partir des énergies renouvelables, ensuite aux centrales nucléaires et à charbon et en dernier aux énergies d'appoint. L'électricité produite à partir des centrales à gaz est une énergie d'appoint qui permet de répondre aux pics de demande en électricité que les centrales nucléaires ou à charbon ne peuvent satisfaire seules. Quand la demande en électricité est forte, c'est donc le gaz qui détermine le prix, car c'est lui qui permet de répondre à la demande lors des heures de pointe. Tandis que le prix est faible quand la demande l'est également, car il est déterminé sur la base des coûts d'opération des centrales nucléaires, inférieurs au prix du gaz. Faire dépendre le prix de l'électricité des centrales les plus chères indépendamment de leur poids dans le mix énergétique, vise à garantir des revenus suffisants pour ces centrales, qui fournissent peu d'électricité mais qui sont indispensables pour couvrir la demande pendant les heures de pointe.

En France, l'investissement dans le nucléaire permet néanmoins d'amortir le prix de l'électricité par rapport à d'autres pays européens, car EDF a la possibilité de vendre de l'électricité directement aux autres opérateurs français à des tarifs inférieurs à ceux négociés sur le marché européen.

En dépit de ces limites à l'électrolyse de l'eau comme mode de production d'hydrogène, les gains en émissions de dioxyde de carbone sont importants. La figure XXX présente ainsi les émissions de dioxyde de carbone liées aux différents modes de production de l'hydrogène.

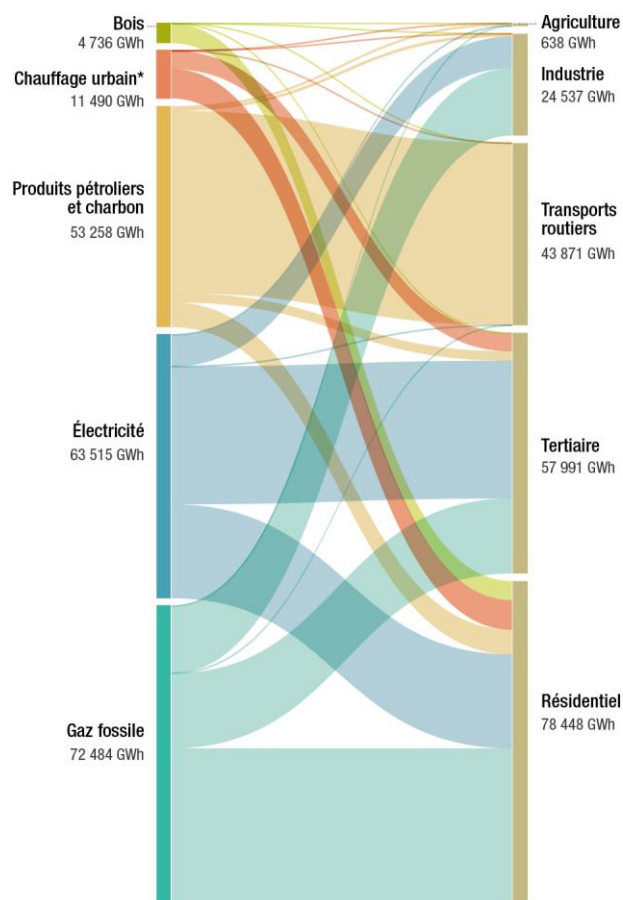
Les différences d'émission de dioxyde de carbone entre les modes de production d'hydrogène sont liées tant aux sources d'énergies utilisées qu'à l'origine de ces sources. Précédemment, il a été établi que la production d'hydrogène par vaporeformage n'était pas une solution écologique pérenne. Toutefois, au regard de la figure XXX, toute production par électrolyse de l'eau n'est pas immédiatement faiblement émettrice de GES. Ainsi la provenance de l'électricité est une composante majeure pour l'installation d'une usine de production d'hydrogène par électrolyse.

Figure XXX : Estimation des émissions de CO2 en fonction du mode de production de l'hydrogène pour un kilogramme d'hydrogène (en kg CO2/kg H2)



Crédits : Analyse de Cycle de Vie relative à l'hydrogène, ADEME

Figure XXXI : Quelles énergies pour quels usages 2018 ?



* Chauffage urbain : réseau permettant la distribution de chaleur produite par une ou plusieurs chaufferies à plusieurs utilisateurs, à l'échelle d'un quartier ou d'un territoire.

© L'INSTITUT PARIS REGION, AREC, 2021
Source : Airparif ROSE, inventaire 2018

Pour illustrer les réductions (ou les augmentations) potentielles d'émissions de CO₂ via l'utilisation de l'hydrogène dans un nouveau secteur d'activités, intéressons nous au secteur aérien. Ainsi, dans le document « Les émissions gazeuses liées au trafic aérien en France en 2018 » de la Direction du Transport Aérien, il est indiqué que les émissions totales de CO₂ de l'aéroport Roissy-CDG sont de 13203 ktCO₂ et que les émissions des long-courriers représentent 79,3% de ce total. Par conséquent, les émissions de court et moyen courrier sont approximativement de 2640 ktCO₂. A partir des valeurs de référence⁴⁹, il est possible de déduire que remplacer le kérosène par de l'hydrogène gris occasionnerait des émissions de CO₂ associées évaluées à 3040 ktCO₂ soit une augmentation de 400 ktCO₂ (approximativement 15% d'émissions en plus). A l'inverse l'utilisation d'hydrogène produit par électrolyse à partir du réseau électrique français entraînerait l'émission de 775 ktCO₂ soit une réduction de 1860 ktCO₂.

2.3 Nouveaux procédés d'obtention de l'hydrogène

La production d'hydrogène par électrolyse présente à la fois des avantages importants mais aussi des inconvénients dont la minimisation pourrait occasionner un mauvais développement d'une filière hydrogène à la fois respectueuse de l'environnement mais aussi vertueuse. Par conséquent, la recherche de technologies additionnelles et n'utilisant pas les mêmes ressources revêt un intérêt. A ce titre, deux procédés technologiques en cours de maturation retiennent l'attention : la pyrogazéification et la gazéification hydrothermale.

Ces deux procédés utilisent de la biomasse comme intrant et ainsi engagent un processus d'économie circulaire. Ces deux procédés produisent un syngas (gaz de synthèse) contenant à la fois de l'hydrogène, du méthane, du dioxyde de carbone et du monoxyde de carbone (dans le cadre de la pyrogazéification). Il est donc nécessaire pour ces deux procédés de séparer les gaz formés afin d'obtenir de l'hydrogène pur.

La gazéification hydrothermale est une technologie permettant de convertir de la biomasse humide en gaz de synthèse. Les intrants se répartissent en six catégories : les effluents agricoles, les résidus agroalimentaires, les boues et les digestats de STation d'EPuration des eaux usées (STEP), les effluents organiques industriels, les biodéchets ainsi que les digestats de méthanisation. Ces intrants ne peuvent être mélangés, chaque intrant nécessite ainsi une installation particulière. Le procédé consiste à utiliser l'eau contenue dans l'intrant comme milieu réactionnel en appliquant une forte pression et une forte température.

La maturité technologique de la gazéification hydrothermale est au stade de démonstrateur, par conséquent il est admis que son TRL est de niveau 7 (cf. Encadré Qu'est-ce que le Technology Readiness Level (TRL) ?). Plusieurs aspects du procédé technique nécessitent des améliorations. La feuille de route de GRTgaz prévoit ainsi la réalisation de projets à l'orée 2025 et des premières productions industrielles pour 2030.

Cette technologie n'est actuellement pas prête pour fournir de l'hydrogène, un suivi de la progression du niveau de maturité technologique est pertinent. Dans le cadre d'un scénario de forte diffusion de l'hydrogène, la multiplicité des modes de production de l'hydrogène peut être un atout sur un territoire francilien aux fortes contraintes.

La pyrogazéification est une technologie combinant les procédés techniques de la pyrolyse et de la gazéification. La pyrolyse consiste à décomposer thermiquement de la matière carbonée non humide à haute température (entre 400 °C et 1500 °C) en absence d'oxygène. Les intrants se répartissent en trois catégories : le bois et ses déchets, les résidus de culture et coproduits de l'industrie agroalimentaire et les déchets Combustibles Solides de Récupération (CSR). La qualité et un traitement adéquat d'homogénéisation des intrants est nécessaire pour assurer le bon fonctionnement des procédés.

Cette décomposition permet l'obtention de trois phases distinctes : une phase solide composée de charbon, une phase liquide nommée huile de pyrolyse et une phase gazeuse composée de gaz de synthèse. Les proportions des phases dépendent des paramètres appliqués lors de la pyrolyse. Ainsi pour une production d'hydrogène, il est préférable de fixer une haute température avec un faible temps de séjour pour augmenter les proportions de phases liquides et gazeuses.

La phase suivant de gazéification permet la transformation de la phase solide et liquide en un gaz de synthèse. La composition du gaz de synthèse est directement liée aux intrants ainsi qu'aux paramètres appliqués lors de la gazéification.

⁴⁹ 130 MJ sont contenus par kg d'hydrogène et que 45 MJ sont contenus dans 1 kg de kérosène

Afin d'obtenir de l'hydrogène pure, une séparation des gaz présents dans le gaz de synthèse est par conséquent nécessaire à la fin de l'opération.

Des entreprises comme Qairos ou Haffner Energy se sont positionnées pour utiliser de la biomasse issue respectivement de l'agriculture du chanvre et de la sylviculture afin de produire de l'hydrogène grâce à la pyrogazéification.

Ces deux procédés technologiques soulèvent des questions concernant la destination de la biomasse tant par rapport à la hiérarchisation européenne, française et régionale du traitement des déchets que rapport aux conflits d'usages avec d'autres secteurs de valorisation énergétique.

Ces hiérarchisations du traitement des déchets privilégient la valorisation matière à la valorisation énergétique. Les gisements utilisés par la pyrogazéification et la gazéification hydrothermale se situent dans le deuxième type de valorisation, la valorisation énergétique. Il est donc difficile de produire une projection des gisements exploitables puisque la priorité réside tout d'abord à réduire les quantités de déchets produites puis dans l'exploitation à des fins de valorisations matières comme la réutilisation ou le recyclage. Dans le cas de la biomasse, par exemple les déchets liés à l'agriculture, il faut privilégier le compostage et la production d'engrais naturels. En outre, la priorité pour la Région Île-de-France est de maintenir les filières de valorisation existante.

Les gisements restants sont soumis à la problématique de conflits d'usages. Actuellement, une filière méthanisation se structure en France et en Île-de-France, l'utilisation de déchets agricoles serait ainsi directement soumise à la question d'une hiérarchisation des usages.

Ce questionnement autour d'un potentiel conflit d'usages fait écho à celui mis en avant lors du Chapitre 1 à propos de l'utilisation du biogaz dans les mobilités lourdes. En effet, les principes économiques actuels tendent à préférer le développement de nombreuses voies afin de les faire entrer en concurrence. Cependant, les problématiques environnementales et climatiques actuelles nous poussent à réfléchir et à anticiper les mises en œuvre de solutions nouvelles tant pour des raisons de financements, les fonds étatiques et régionaux n'étant pas infinis, que pour des raisons temporelles, le GIEC insistant fortement sur une réduction des émissions de CO_{2,eq} à effectuer le plus rapidement possible afin d'éviter l'accumulation de GES dans l'atmosphère.

Qu'est-ce que le Technology Readiness Level (TRL) ?

L'échelle TRL est un système de mesure permettant d'évaluer le niveau de maturité d'une technologie spécifique. L'échelle est graduée de 1 à 9, 1 indiquant la connaissance et l'observation de principes de bases pour une technologie donnée, à l'inverse la graduation 9 indique que la technologie a dépassé l'étape des tests et que plusieurs opérations ont été réalisées avec succès.

Ce système de mesure est un indicateur pertinent pour l'attribution de fonds pour financer la recherche et le développement d'une technologie. Initialement utilisée par les agences américaines, et plus précisément la NASA dans les années 1970, ce système s'est développé et étendu dans le monde. En 2013, l'Organisation Internationale de Normalisation (ISO) a publié un document définissant les niveaux de technologies et les critères d'évaluation associés.

Pour aller plus loin :

- Norme ISO 16290

Pour aller plus loin :

- Potentiel de la gazéification hydrothermale en France, GRTgaz & Enea Consulting

2.4 Le potentiel des énergies renouvelables et de récupération en Île-de-France

L'électricité doit provenir soit des énergies renouvelables locales soit du réseau français d'électricité alimenté principalement par une production d'électricité d'origines nucléaire et hydraulique.

Comprendre et identifier les gisements potentiels d'électricité renouvelable et de récupération en Île-de-France est nécessaire pour mettre en lumière les contraintes et limites du territoire.

L'Île-de-France est un territoire fortement consommateur d'électricité (cf. Figure XXXI), cela s'explique par une forte densité de population et la présence d'entreprises du secteur tertiaire et industriels. La consommation électrique totale francilienne s'élève ainsi à 63,5 TWh pour une production d'électricité renouvelable ou de récupération d'uniquement 1,3 TWh⁵⁰ soit 1,7 % de la consommation totale francilienne. A titre de comparaison, remplacer la totalité de l'hydrogène consommé par l'usine d'engrais de synthèse située à Grandpuits nécessiterait 3,6 TWh, soit plus du triple de la production d'électricité renouvelable et de récupération en Île-de-France. La production d'hydrogène apparaît ainsi comme une source de motivation supplémentaire à développer des EnRR en France et plus spécifiquement dans la région francilienne. Toutefois, à court et moyen terme, l'électricité issue du réseau électrique français sera nécessaire pour produire de grandes quantités d'hydrogène.

En Île-de-France, pour produire de l'électricité renouvelable ou de récupération en quantité importante, trois grandes options existent : les parcs éoliens, l'installation de panneaux photovoltaïques et les Usines de Valorisation Énergétique (UVE) produisant de l'électricité en cogénération. La surface nécessaire pour la production d'électricité par panneaux photovoltaïques suggère que l'utilisation de toitures ou d'ombrières est à privilégier pour ne pas consommer un foncier trop important

Concernant, les capacités de production d'électricité via les UVE, l'étude publiée en 2016 par L'Institut Paris Région intitulée *Les traitements des déchets résiduels en Île-de-France*, fournit des éléments de réponses. En 2016, 16 UVE étaient équipées pour produire de l'électricité avec une production à la vente de 665 GWh. La carte XIV présente les localisations des installations des UIDND sur le territoire francilien.

Prohet H2 Créteil : un écosystème francilien

Les quantités de déchets incinérés augmentent chaque année et des installations, comme l'UVE de Créteil, ont obtenu la possibilité de créer une nouvelle ligne de traitement des déchets par incinération.

Dans le cas de l'incinérateur de Créteil, une troisième ligne pourra traiter jusqu'à 140 000 tonnes de déchets par an et produire 100 GWh d'énergie thermique. Une partie de l'électricité produite (10 GWh) par l'une des deux autres lignes de traitement des déchets sera allouée à la production d'hydrogène via l'installation d'un électrolyseur de 1 MW.

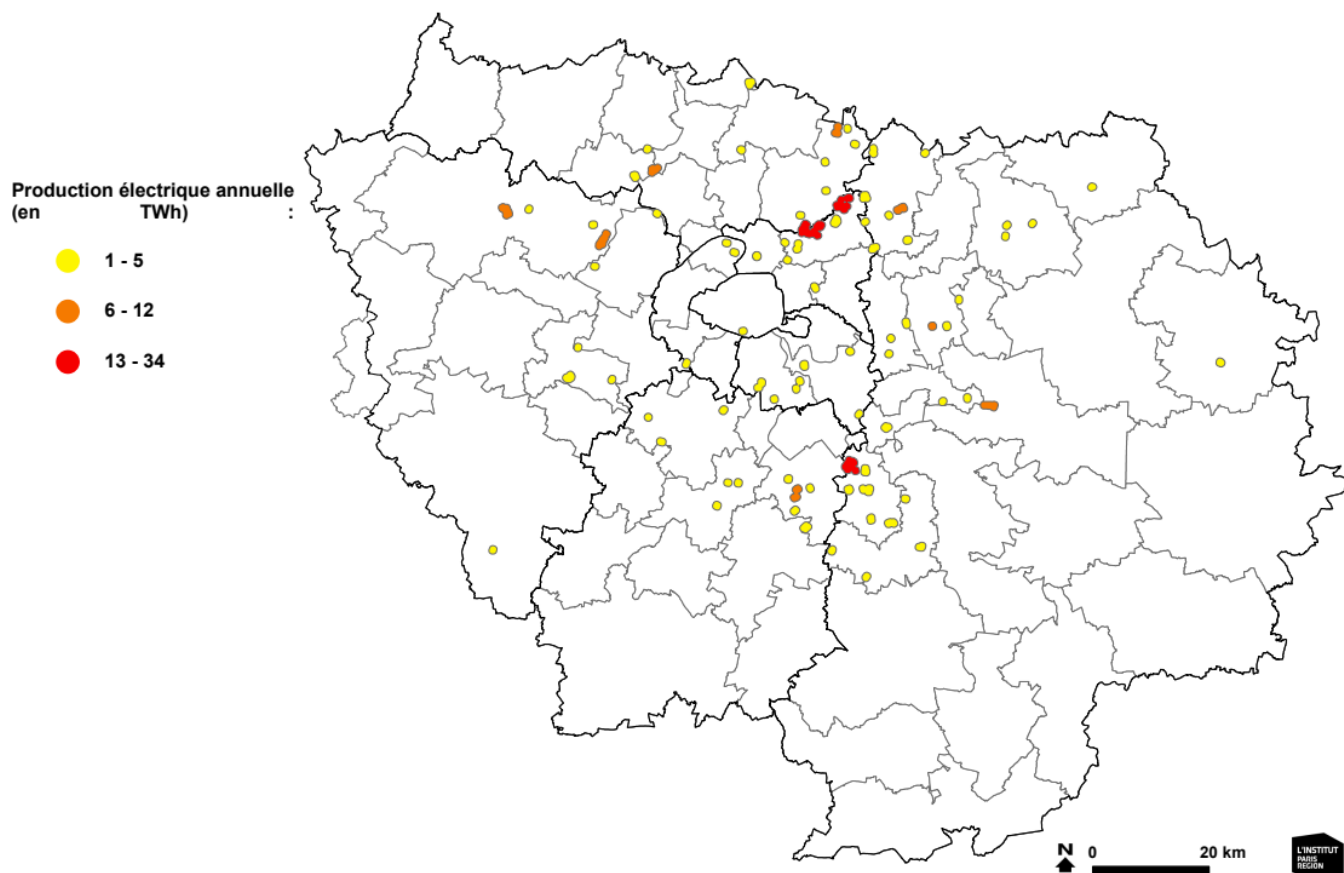
La production d'hydrogène sera initialement de 500 kg/jour pour monter jusqu'à une tonne par jour. L'objectif est d'alimenter une partie des Bennes à Ordures Ménagères (BOM) permettant la collecte des déchets. Ce projet s'inscrit dans la description d'un écosystème territorial hydrogène porté par l'ADEME. La Région Île-de-France a d'ores et déjà accompagné financièrement cette initiative à hauteur de 1,7 millions d'euros.

Cette carte a été réalisée grâce au cadastre solaire développé par l'AREC et L'Institut Paris Region et disponible en libre-accès sur le site internet de l'Institut Paris Region. Les besoins en électricité pour produire de l'hydrogène sont forts. Pour établir un potentiel d'électricité renouvelable par panneaux photovoltaïques en adéquation avec ces besoins, deux hypothèses ont été formulées pour réaliser ce graphique :

- Sélectionner dans un premier temps les toitures produisant plus de 2GWh/an ;
- Sélectionner l'ensemble des toitures produisant plus de 1 GWh/an dans un rayon de 500 mètres autour des premières toitures sélectionnées.

⁵⁰ Source : ROSE

Carte XIII : Potentiel de production électrique annuelle via des photovoltaïques en toitures et en ombrières



Crédits : Institut Paris Region

Ces paramètres ont été choisis car ils permettent d'évaluer un potentiel localisé et conséquent. Il est ainsi possible d'envisager la construction de partenariats entre des industriels souhaitant produire de l'hydrogène et les propriétaires de ces toitures. Avec ces critères, le potentiel de production d'électricité se mesure à 700 GWh/ an soit l'équivalent de 12 700 tonnes d'hydrogène. Ce chiffre est à relativiser puisque l'électricité produite par ces panneaux photovoltaïques pourrait être allouée à d'autres besoins, aux logements par exemple.

Les besoins en hydrogène des secteurs industriels seraient conséquents (cf. Chapitre 1) et continus. En effet, suspendre l'activité d'une usine de production n'est pas souhaitable économiquement et parfois compliqué à réaliser au regard de critères techniques (comme le temps nécessaire à l'arrêt et la reprise de la chaîne de production d'hydrogène). Une production électrique stable est donc nécessaire pour une production massive d'hydrogène. Souvent présentée comme intermittente, les EnRR pourraient apparaître comme non adéquates pour la production d'électricité dédiée à la production d'hydrogène. Ce critère doit être fortement tempéré pour deux raisons : la prévisibilité de la production et la répartition géographique qui permet de lisser la production sur une certaine période. En outre, la stabilité du réseau français est assurée par d'autres modes de production d'électricité comme les barrages hydrauliques et les centrales nucléaires.

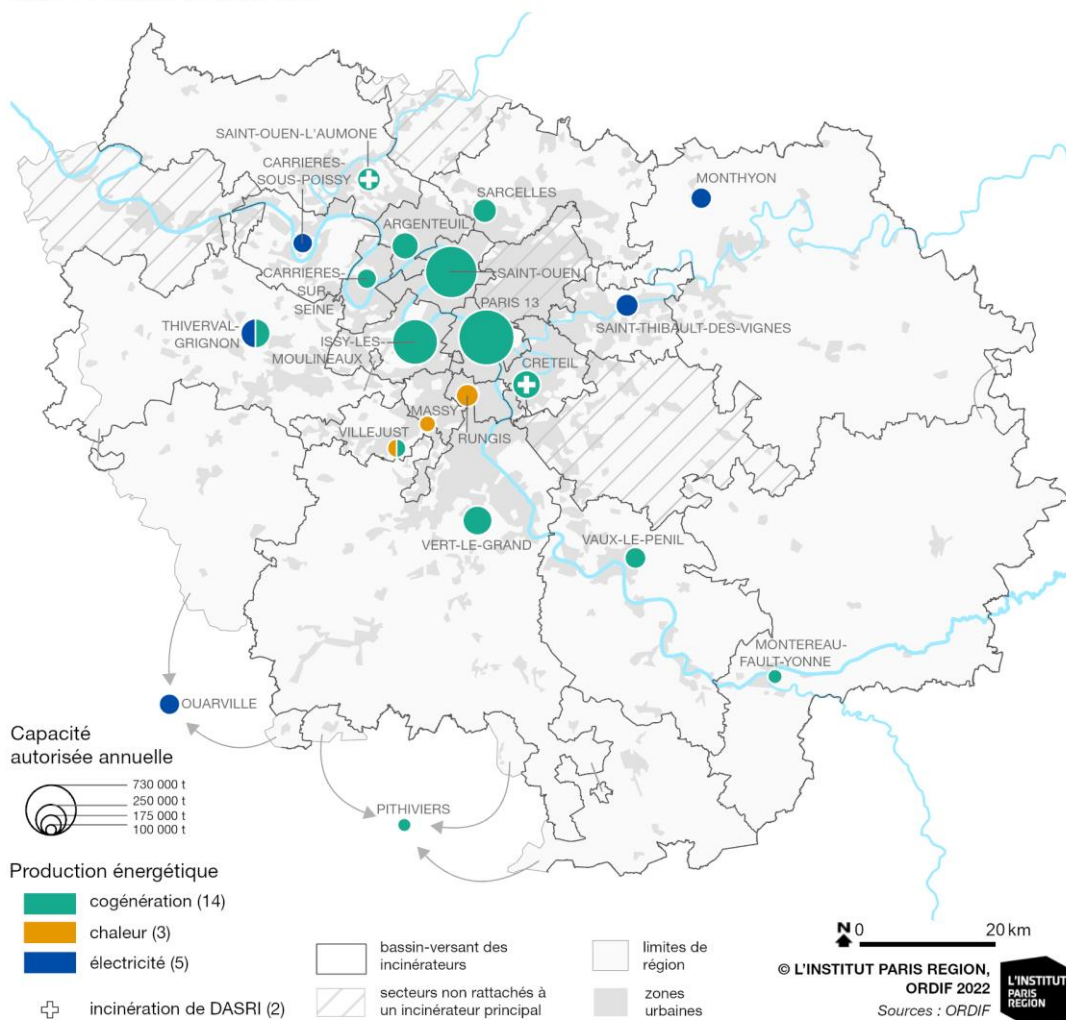
Dans la publication de RTE Futurs Énergétiques 2050, le scénario Hydrogène+ de RTE demande une augmentation de la production d'électricité pouvant atteindre 170TWh d'électricité en France. La satisfaction de ce besoin supplémentaire en électricité semble difficilement atteignable sans l'installation de nouvelles centrales nucléaires. Comme le montre la Figure XXIX, l'Académie des Technologies indique que les coûts de production d'hydrogène en fonction du coût de l'électricité du nouveau nucléaire et d'installations d'EnR sont similaires.

Le coût de la production d'hydrogène par électrolyse de l'eau et l'origine de l'électricité ne sont pas les seuls facteurs limitant de cette technologie. Les besoins en eau et les besoins fonciers sont également à considérer de façon similaire pour les deux technologies actuellement matures : l'électrolyse alcaline

et l'électrolyse PEM. Cette évaluation a pour objectif de donner un aperçu des besoins et limites liés à la filière hydrogène et en particulier à sa production.

Carte XIV : Les usines d'incinération ouvertes aux déchets non dangereux d'Île-de-France (2020-2021)

Les usines d'incinération ouvertes aux déchets non dangereux (UIDND)
en Île-de-France en 2020-2021



Les besoins en eau associés à l'électrolyse

Lorsque le sujet de l'électrolyse de l'eau est abordé, des interrogations émergent sur la consommation d'eau nécessaire à la production d'hydrogène. Les proportions stœchiométriques de la réaction indiquent que 9 kg d'eau sont nécessaires à la production d'un kilogramme d'hydrogène. Cependant, il est nécessaire d'ajouter pour le refroidissement du procédé un excès d'une dizaine de kilogrammes d'eau.

Inversement, la question est peu posée lorsque la technologie nécessaire à la production d'hydrogène est le vaporeformage de méthane. Selon une étude d'un cabinet de conseil⁵¹, il est possible d'obtenir une idée des quantités d'eau nécessaire à la production d'un kilogramme d'hydrogène via vaporeformage en prenant comme exemple l'entreprise Linde Engineering. La quantité d'eau nécessaire à la réaction de vaporeformage est de 5,85 kg d'eau par kilogramme d'hydrogène. A cela, il faut ajouter 7,35 kg d'eau par kilogramme d'hydrogène parce qu'un excès de vapeur est nécessaire au procédé technologique. Finalement, le système de refroidissement nécessite 38 kg d'eau par kilogramme d'hydrogène.

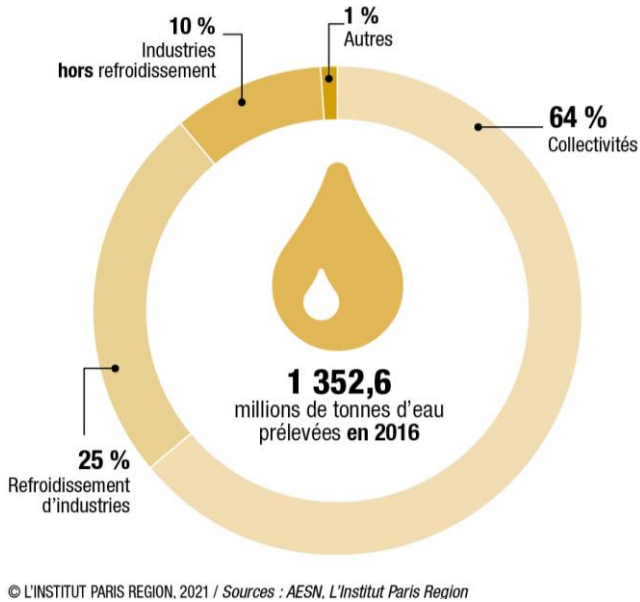
⁵¹ Water for the Hydrogen Economy, WaterSmart !

Ainsi la production d'hydrogène par électrolyse nécessite approximativement 9 kg d'eau hors refroidissement et 20 kg d'eau avec refroidissement tandis que celle par vaporeformage entre 5,85 kg et 13 kg hors refroidissement (cela dépend de la destination de la vapeur d'eau) et plus de 50 kg avec refroidissement. La Figure XXXII représente la consommation régionale d'eau. En reprenant les projections de consommation d'hydrogène pour l'année 2030 pour le scénario tendanciel du Chapitre 1, il est possible d'estimer à 3,7 millions de m³ d'eau nécessaires pour produire de l'hydrogène par électrolyse soit 0,3 % de la quantité d'eau prélevée en 2016 et pour l'année 2050 pour le scénario forte diffusion de l'hydrogène, il est possible d'estimer à 13 millions de m³ d'eau nécessaires pour produire de l'hydrogène par électrolyse soit 0,9 % de la quantité d'eau prélevée en 2016.

Tableau I : Comparaison des besoins en eau des scénarios tendanciel et forte diffusion de l'hydrogène en pourcentage de la masse d'eau prélevée en Île-de-France en 2016

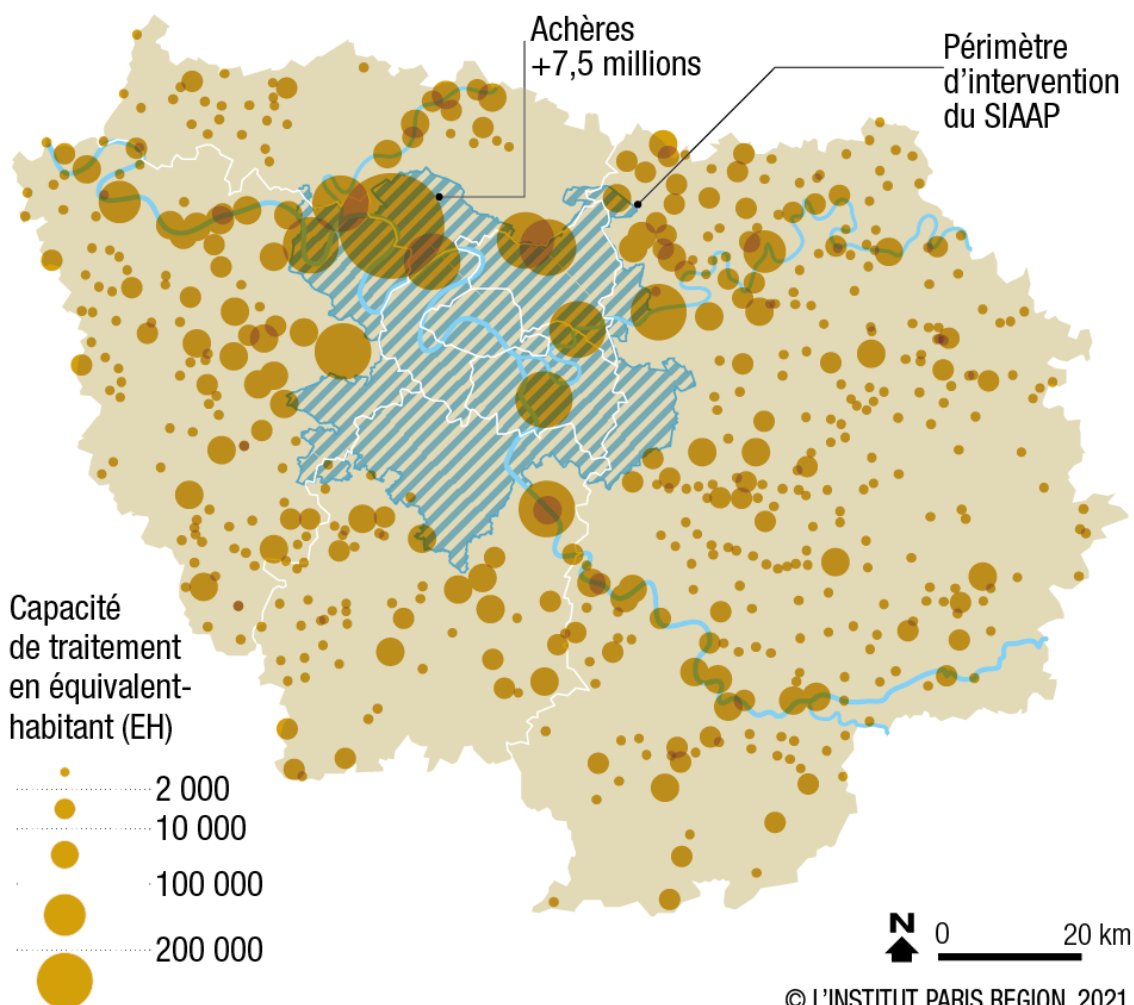
	2030	2050
Scénario tendanciel	0,13 %	0,25 %
Scénario forte diffusion de l'hydrogène	0,2 %	0,9 %

Figure XXXII : En 2016, qui prélève combien ?



La localisation des usines de traitement des eaux usées et leur proximité avec des usines de production d'hydrogène pourrait devenir un enjeu dans le cas d'une production massive d'hydrogène. A ce titre, l'ouest francilien est bien plus pourvu de stations de traitements d'eaux usées comme le montre la carte XV.

Les stations de traitement des eaux usées



© L'INSTITUT PARIS REGION, 2021

Sources : ministère de la Transition écologique 2019, SIAAP

La question du foncier et de l'hydrogène

La problématique foncière est inhérente à la région francilienne (cf. Encadré Le ZAN : Zéro Artificialisation Nette) et la production d'hydrogène doit aussi être mesurée par rapport à cet indicateur. La figure XXX indique les besoins en foncier liés à une usine de production, les besoins en électricité si la totalité de l'électricité provenait d'une installation éolienne ou si la totalité de l'électricité provenait de panneaux photovoltaïques.

L'implantation foncière d'une unité de production d'hydrogène par électrolyse n'est pas linéaire en fonction de la puissance d'un électrolyseur. Actuellement, les projets dépassant les 10 MW ne sont pas nombreux, c'est pourquoi cette puissance a été considérée comme référence. En reprenant les projections de consommation d'hydrogène du Chapitre 1 pour le scénario tendanciel en 2030, il est possible d'estimer à 240 ha la surface nécessaire pour installer un nombre suffisant d'usines de production hydrogène en Île-de-France. Concernant les projections de consommation d'hydrogène du Chapitre 1 pour le scénario forte diffusion de l'hydrogène en 2050, il est possible d'estimer à 830 ha la surface nécessaire pour installer un nombre suffisant d'usines de production hydrogène en Île-de-France. Ces chiffres ne prennent pas en compte les besoins en foncier liés par exemple à l'installation des stations de distribution.

Le ZAN : Zéro Artificialisation Nette

Le ZAN est un objectif inscrit dans la loi climat et résilience. Il y est demandé de réduire de 50% le rythme d'artificialisation et de consommations des espaces naturels, agricoles et forestiers d'ici 2030 et d'atteindre 100% à l'orée 2050.

L'artificialisation est une notion actuellement mal définie. Initialement entendue comme la consommation d'espaces NAF (Naturels, Agricoles et Forestiers), la perte de fonctionnalité des sols pourrait y être intégrée.

Pour aller plus loin :

- *L'objectif Zéro Artificialisation Nette en Île-de-France – 20 propositions de l'Institut Paris Region, L'Institut Paris Region*
- *Objectif « zéro artificialisation nette » (ZAN) et contribution de l'ADEME, ADEME*

Le projet Masshyla : un exemple concret d'écosystème territorial

Lancée en 2020, le projet MassHyla a pour objectif de produire de l'hydrogène « bas-carbone » et « renouvelable » au sein du périmètre de la bioraffinerie de la Mède située à Châteauneuf-les-Martigues et Martigues, à proximité de Marseille. A terme, l'hydrogène produit sera utilisé en majorité par la bioraffinerie et le surplus sera vendu pour des usages de mobilités. L'investissement financier pour la réalisation du projet est actuellement estimé entre 90 et 100 million d'euros. La construction de la centrale solaire attenante ajouterait un surcoût de 6 million d'euros.

Les caractéristiques du projet sont les suivantes :

- Une usine de production d'hydrogène munie d'un électrolyseur de 40 MW et d'une unité de stockage
- Une centrale solaire de 5400 MWhc
- Un poste électrique au sein de la Mède pour les besoins de l'usine de production d'hydrogène
- Une ligne électrique, enterrée sur 4 km, d'une puissance de 120 MW (fournie par RTE)

La production d'hydrogène sera de 15 tonnes par jour soit approximativement 5400 tonnes par an. La compensation d'émissions de CO₂, liée à la production actuelle, par combustibles fossiles, de l'hydrogène, est estimée à 33 500 tonnes par an.

Cette étude de cas se propose d'analyser la consommation foncière liée à la production électrique via la centrale photovoltaïque et sa part dans la consommation totale d'électricité. La centrale photovoltaïque sera construite sur 4,75 hectares et produira annuellement environ 5,4 GWh. Avec une production de 5 400 tonnes d'hydrogène par an, et une quantité d'électricité de 55 kWh nécessaire pour chaque kilogramme d'hydrogène produit, il faudra 297 GWh d'électricité chaque année. Par conséquent, seul 2,3 % de l'électricité nécessaire à la production d'hydrogène sera couverte par la centrale photovoltaïque.

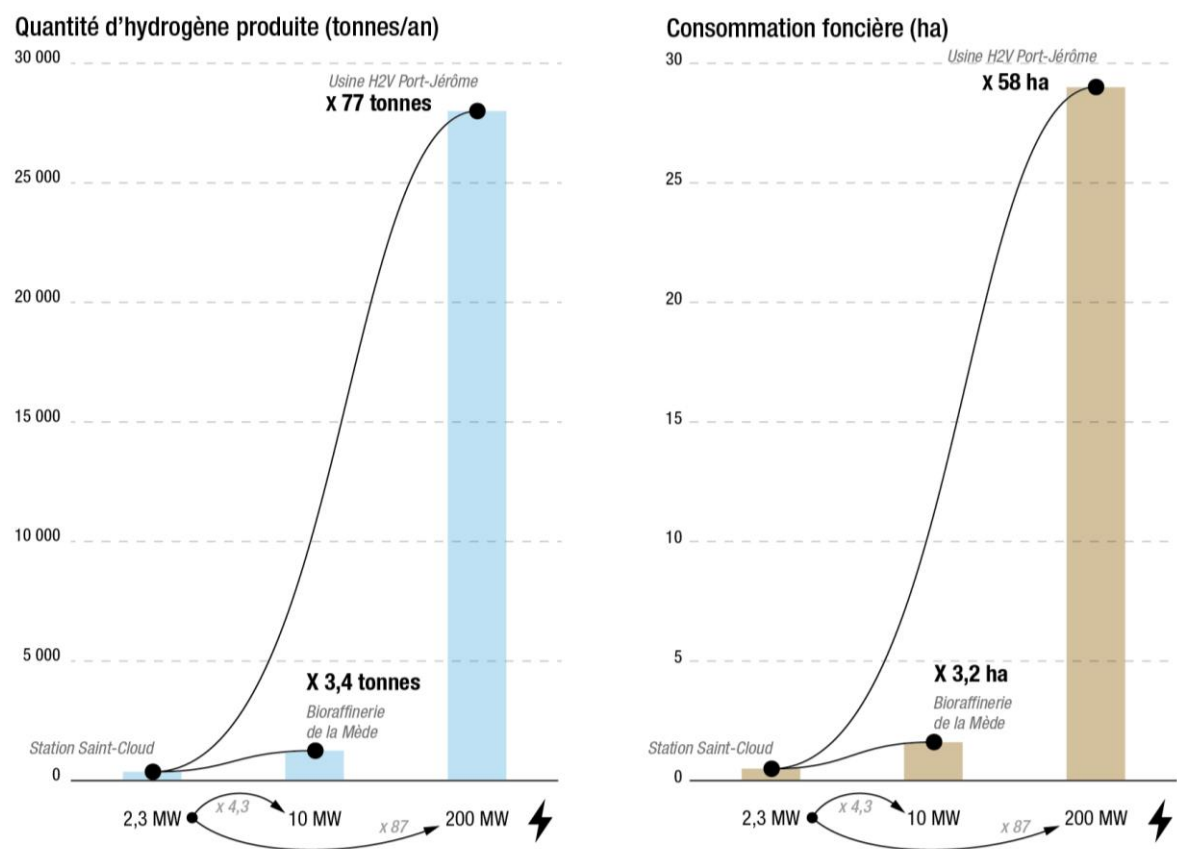
L'électrolyseur et l'unité de stockage seront construits sur une zone de 1,6 ha.

L'eau nécessaire à la production d'hydrogène sera pompée dans la nappe phréatique de la Crau. Selon le bilan de la concertation, et l'hypothèse du maître d'ouvrage de 10 kg d'eau par kilogramme d'hydrogène, le prélèvement annuel représenterait 0,05% du volume de la nappe phréatique.

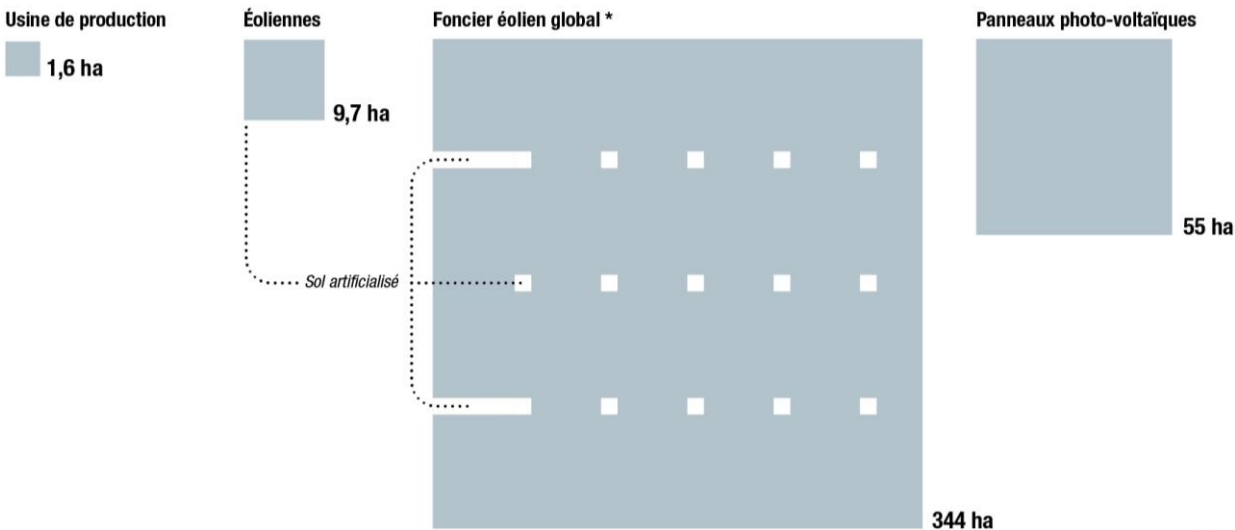
Pour aller plus loin :

- Bilan de la concertation MassHyla

Figure XXXIII : Comparaison du foncier nécessaire pour une production de 1250 tonnes d'hydrogène par an (soit un électrolyseur de 10 MW)



Besoins fonciers pour une production EnR suffisante pour un électrolyseur de 10 MW



* Une différence est réalisée entre l'artificialisation des sols (en blanc) et l'emprise au sol où les usages sont conditionnés par le champ éolien

Tableau III : Besoins fonciers liés à la production d'hydrogène par électrolyseur (emprise au sol de l'usine) en pourcentage de l'artificialisation des sols en Île-de-France en 2019

	2030	2050
Scénario tendanciel	0,15	0,29
Scénario forte diffusion de l'hydrogène	0,24	1,05

Synthèses et recommandations

La description des modes de production de l'hydrogène, l'exploration des externalités positives et négatives ainsi que les limites de chacun de ces modes de production ont été abordées dans cette partie.

L'implantation d'usines de production d'hydrogène est complexe. Les besoins en foncier, en électricité, les dangers liés à ces installations impliquent de faire des choix judicieux.

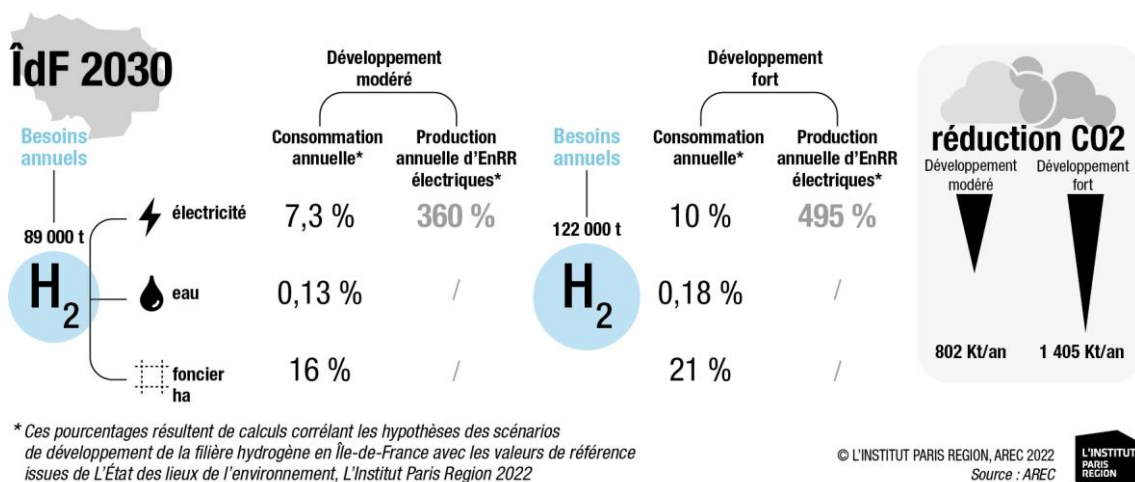
La technologie permettant de produire de l'hydrogène « renouvelable » ou « bas-carbone » est l'électrolyse de l'eau. La provenance de l'électricité est une question centrale. Les consommations de foncier nécessaires à la production d'hydrogène et surtout à la production d'électricité renouvelable méritent d'être adressées. L'utilisation des toitures et des ombrières pour produire de l'électricité à partir de panneaux photovoltaïques est recommandée. La mise en place d'une méthodologie de comptage de l'hydrogène produit/consommé et de l'électricité produite/consommée permettrait d'éviter les questions de double comptage et d'assurer une forme de traçabilité bénéfique à la filière hydrogène sur le long terme.

Un fort scénario de développement hydrogène nécessitera une utilisation importante du mix électrique français et par conséquent de l'électricité nucléaire. L'intégration de l'électricité nucléaire dans la taxonomie verte européenne devrait courir jusqu'à 2045. Une approche prudente et basée en priorité sur les énergies renouvelables serait judicieuse. Les objectifs initiaux de la taxonomie verte européenne restent inchangés, approcher les nouveaux projets avec ce prisme de lecture permettrait d'anticiper les potentielles modifications futures.

Les nouvelles technologies de production de l'hydrogène méritent notre attention : les intégrer aujourd'hui dans une stratégie hydrogène n'est cependant pas pertinent. Les potentiels conflits d'usages de la biomasse entre par exemple la méthanisation et la production d'hydrogène existent. L'hydrogène pourrait être intégré aux réflexions de hiérarchisation de la valorisation des déchets.

Au regard des éléments mis en avant au sein de ce chapitre, l'infographie ci-dessous permet à la fois d'estimer les impacts territoriaux (électrique, foncier et sur la ressource en eau) liés à la mise en place de chacun des scénarios présentés lors du chapitre 1 et d'identifier les réductions de GES associées. En annexe, trois exemples d'usages spécifiques sont décrits et représentés pareillement.

Figure XXXIV : Impacts territoriaux des scénarios de développement de la filière hydrogène



Chapitre 3 - Transport, distribution et stockage de l'hydrogène : des infrastructures invisibles et des limites au développement

Actuellement, les grandes entreprises utilisant de l'hydrogène dans leurs procédés industriels ont le plus souvent fait le choix d'installer une usine de production à proximité de leurs sites de production. Cela leur permet d'économiser les coûts de transport et de pouvoir gérer au plus près la production souhaitée en hydrogène. Toutefois, l'implantation d'une usine de production d'hydrogène représente un investissement financier important et par conséquent la production d'hydrogène *in situ* n'est réservée qu'à des groupes ayant de forts besoins quotidiens. Pour certains usages actuels et de nombreux dans le futur, *via* la multiplication possible des lieux de distribution d'hydrogène, le transport de l'hydrogène de son lieu de production à son lieu de consommation est un fort enjeu. Cet état de fait pose deux questions fondamentales pour penser les écosystèmes hydrogène. Comment l'hydrogène est stocké, transporté aujourd'hui et comment le sera-t-il demain ? Quelles sont les typologies de production (centralisée, semi-centralisée ou décentralisée) de l'hydrogène, leurs avantages et leurs inconvénients ?

Les impacts environnementaux liés au transport de l'hydrogène nécessitent d'être analysés afin de ne pas négliger certaines externalités négatives et de ne pas s'ancrer dans un modèle de distribution en désaccord avec les ambitions politiques actuelles. Le stockage de l'hydrogène pour le transport mais aussi pour la longue durée révèle des défis structurants pour le développement à venir de cette filière. Les conditions de stockage de l'hydrogène conditionnent grandement les modalités de transport de la molécule. La présentation, en premier lieu, des différents procédés actuels et une exploration brève de ceux futurs dessinera le paysage au sein duquel la filière hydrogène devra se constituer. Les différentes options de transport de l'hydrogène et les connections avec les différentes méthodes de stockage seront ensuite présentées.

3.1 Stockage de l'hydrogène

Le stockage de l'hydrogène est essentiel pour assurer un approvisionnement continu aux secteurs d'activité concernés. Pour des raisons de sécurité liées à des défaillances techniques ou politiques, pour équilibrer la balance entre approvisionnement et consommation sur une période d'activité, pour assurer un coût stable et prédictible du gaz et de l'hydrogène, le stockage des énergies est un enjeu essentiel de notre économie.

Outre les raisons précédemment explicitées, le stockage de l'hydrogène présente un intérêt en plus du stockage du gaz fossile : le stockage des énergies dites « intermittentes » ou plus exactement des énergies renouvelables dont la production électrique dépend de conditions climatiques et météorologiques qui sont par essence variables. L'intérêt pour cette fonctionnalité supplémentaire de l'hydrogène a émergé au milieu des années 2000, lorsque les premières grandes résolutions politiques concernant les énergies renouvelables sont apparues.

Le stockage d'un gaz dépend principalement de deux facteurs : sa capacité énergétique et sa densité. L'hydrogène présente des chiffres extrêmes pour ces deux caractéristiques. En effet, comme mentionné lors du Chapitre 1, l'hydrogène présente la plus importante des capacités énergétiques en comparaison avec les autres gaz, mais aussi la plus faible des densités. Ceci entraîne des conséquences immédiates pour le stockage. Sa forte capacité énergétique implique des problèmes de sécurité tandis que sa très faible densité nécessite un traitement afin que le stockage ne représente pas des volumes gigantesques.

Pour stocker un gaz, une séparation doit être opérée entre les méthodes de stockage et les lieux de stockage. Ainsi pour l'hydrogène, il faut effectuer une transformation physique pour réduire son volume et identifier les lieux de stockage pouvant accueillir ce gaz. Les caractéristiques physico-chimiques de l'hydrogène impliquent des conditions particulières pour les lieux de stockage.

Actuellement, les réponses les plus communes pour répondre à la faible densité de l'hydrogène sont des méthodes physiques consistant soit à compresser l'hydrogène soit à le refroidir, jusqu'à le liquéfier,

dans l'optique de réduire son volume. Certaines technologies combinent ces deux méthodes. Une alternative à ces méthodes de stockage est la possibilité de stocker de l'hydrogène dans des composés liquides ou solides. Aujourd'hui, ces avancées technologiques ne sont pas encore rentables économiquement du fait de la difficulté d'intégrer l'hydrogène dans ces composés et de le déstocker. En outre, les densités de stockage ne sont pas encore suffisamment importantes pour répondre aux besoins de réduction du volume de la molécule hydrogène. Néanmoins l'utilisation de composés chimiques pour stocker l'hydrogène se révèle pertinente car elle limite les risques liés au stockage de l'hydrogène tel qu'il est aujourd'hui réalisé.

Stockage d'hydrogène sous forme chimique

Il existe plusieurs techniques pour stocker l'hydrogène sous forme chimique.

Les méthodes de stockage d'hydrogène sous forme solide mettent en jeu des techniques soit d'adsorption soit d'absorption. Par conséquent, c'est un abus de langage que de parler d'hydrogène solide, c'est le matériau qui le contient qui est lui-même solide. Une technique prometteuse est l'utilisation d'hydrures métalliques. Les hydrures métalliques résultent d'une réaction entre l'hydrogène et des alliages métalliques. L'hydrogène est alors adsorbé et la réaction chimique est réversible.

Les LOHC, Liquid Organic Hydrogen Carriers, sont des composés chimiques ayant de fortes capacités d'absorption de l'hydrogène. Le procédé technique consiste à les déshydrogéner afin qu'ils puissent accueillir l'hydrogène produit grâce à une réaction chimique à basse température et en présence d'un catalyseur. Ayant alors des caractéristiques physico-chimiques similaires à celles du diesel, la maîtrise de son transport est bien connue. Toutefois, il faut chauffer à haute température (250°C à 300°C) pour libérer l'hydrogène contenu dans ces LOHC. Une des limites est le transport onéreux retour de ces composés chimiques vidés.

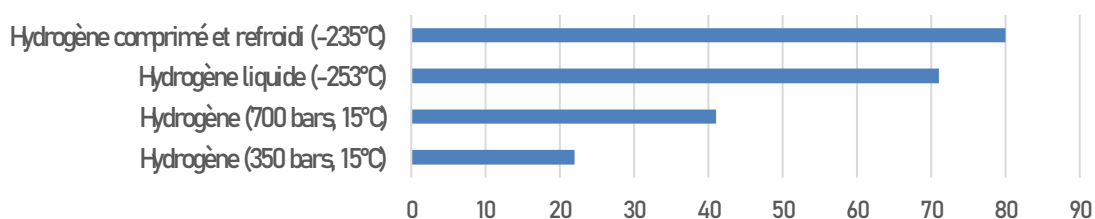
La figure XXXV indique la densité de l'hydrogène en fonction des différentes transformations qui lui sont appliquées. Les différences entre ces options sont importantes et expliquent pourquoi les enjeux de stockage sont si cruciaux. A titre de comparaison, le méthane est liquide à -161°C et possède une masse volumique de 422 g/L, soit quasiment cinq fois supérieure pour des conditions de température bien plus aisées à obtenir.

Etablir un lien de causalité direct entre transporter de l'hydrogène densifié et réduire le coût de transport n'est pas une évidence. En effet, comprimer l'hydrogène à 700 bars nécessite 15% de l'énergie stockée tandis que liquéfier l'hydrogène nécessite 35% de l'énergie stockée. Par conséquent, seules de grandes usines de production pourraient profiter financièrement de cette technologie.

Une fois transformé, l'hydrogène doit être stocké en évitant les accidents dus à sa forte explosivité mais aussi en limitant les fuites. Plusieurs options se présentent alors et sont liées aux usages finaux de l'hydrogène.

Il est ainsi possible de le stocker dans des racks produits à partir d'aciers spéciaux adaptés à la fois à l'hydrogène et aux fortes pressions nécessaires à son stockage. Lorsque l'hydrogène est liquéfié, les réservoirs et les lieux de stockage doivent être fortement isolés pour empêcher au maximum l'évaporation de l'hydrogène. Cette forme de stockage est adaptée aux transports de l'hydrogène. Par ailleurs, l'hydrogène peut être stocké de façon souterraine tout comme le gaz fossile. Cette typologie de stockage a permis de réfléchir à un nouvel usage de l'hydrogène : le Power-to-Gas (cf. chapitre 1).

Figure XXXV : Densité de l'hydrogène en fonction des modes de stockages (en g/L)



Crédits : Eichlseder et Klell (2012)

Réglementations stockage

Concernant le stockage extérieur de l'hydrogène, une réglementation existe. Le numéro ICPE associé au stockage de l'hydrogène est la rubrique 4715. En fonction des quantités d'hydrogène stockées, la réglementation est différente. Ainsi pour un seuil inférieur à 1 tonne, le régime de déclaration s'applique à l'installation alors que si le stockage dépasse cette limite, une autorisation devra être délivrée par les autorités compétentes. Au-delà de 5 tonnes, la réglementation SEVESO s'appliquera.

Pour la région Île-de-France, c'est la Direction Régionale et Interdépartementale de l'environnement, de l'aménagement et des transports de l'Île-de-France qui est habilitée à gérer ces demandes.

3.1.1 Le stockage de l'hydrogène et le Power-to-Gas-to-Power

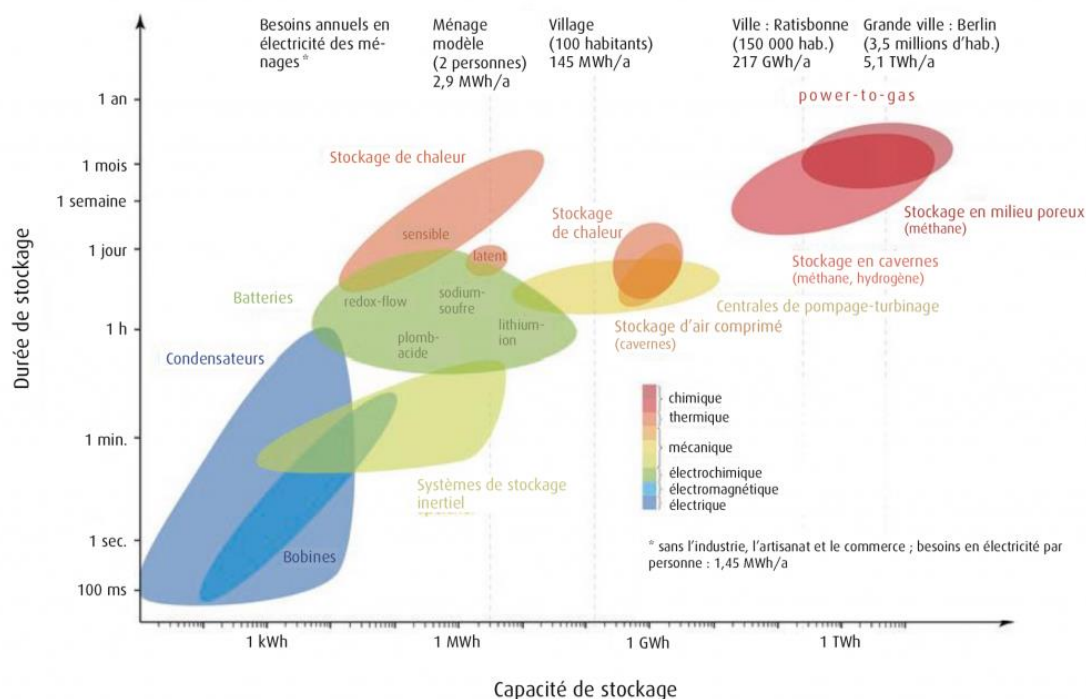
A l'instar du méthane, un stockage souterrain de l'hydrogène est réalisable. Pour le méthane, trois possibilités existent : les cavités salines, les cavités minières et les aquifères. Dans l'état des connaissances actuelles, il serait possible de stocker de l'hydrogène dans les cavités salines et potentiellement dans des aquifères. Le stockage au sein d'aquifères mérite de plus amples recherches comme l'indiquent des études de l'INERIS. À l'heure actuelle, la solution pourrait être d'injecter dans les aquifères un mélange de méthane et d'hydrogène.

Cette caractéristique du vecteur énergétique hydrogène suscite l'intérêt car elle permettrait potentiellement de résoudre la faible capacité de stockage de l'électricité. Comme le montre la Figure XXXVI, l'hydrogène présente ainsi une durée de stockage pour une capacité de stockage bien supérieure à celles de la batterie. Lorsque les batteries peinent à dépasser un jour pour quelques mégawattheures, l'hydrogène peut être stocké avec des pertes minimales pendant plusieurs mois pour plusieurs centaines de gigawattheures. Cet avantage, l'hydrogène le partage avec les autres gaz et avec le pétrole. Cette particularité présente deux intérêts majeurs : le stockage d'énergie produite en adéquation avec les objectifs environnementaux ainsi qu'une réserve stratégique.

Le conflit ukrainien-russe a mis en lumière, pour la majorité des citoyens, l'importance des stockages stratégiques énergétiques. La France disposait ainsi d'approximativement 18,7 millions de tonnes de pétrole en 2020⁵², soit trois mois et demi de consommation nationale. Quant au gaz fossile, la France dispose actuellement d'une réserve de 130 TWh de capacités de stockage souterrain pour 450 TWh de consommation annuelle. Les proportions de réserves stratégiques pour ces deux énergies sont similaires. Leur objectif est simple : garantir la sécurité d'approvisionnement. Essentielles pour se déplacer, se chauffer, permettre au secteur industriel de produire leurs produits finaux, une rupture dans l'apport de ces énergies engendrerait des problématiques à l'échelle nationale. Pour le gaz, les différences de consommation en fonction des saisons permettent la constitution de réserves pendant l'été. La Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) est chargée de faire respecter le cadre juridique encadrant ces réserves. En dépit de ces précautions, des aléas géopolitiques peuvent entraîner des difficultés à remplir cette mission de sécurité nationale. Constituer des réserves d'hydrogène apparaît essentiel au vu des dépendances de notre modèle économique et de société. L'exemple de la production d'engrais de synthèse apparaît ainsi immédiatement. Les importations d'engrais chimiques sont nombreuses néanmoins, une partie de la production française est réalisée sur le territoire, aux alentours de 40% (voir Chapitre 1).

⁵² <https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/edition-numerique/chiffres-cles-energie-2021/13-petrole>

Figure XXXVI : Comparaison des différentes technologies de stockage, avec phase de décharge en fonction de la capacité de stockage



Crédits : FENES, Université technique de Ratisbonne

Toutefois, la possibilité de stocker sous terre l'hydrogène suscite spécialement l'intérêt pour répondre aux problématiques soulevées par le développement des énergies renouvelables au sein du mix électrique français. L'intégration des énergies renouvelables au système électrique est complexe. L'intermittence de la production d'électricité ou plus précisément la variation de production due à la saison pour les panneaux photovoltaïques et les aléas climatiques pour les éoliennes, induisent des productions électriques disparates. Il est possible que sur certaines journées ces deux modes de production électriques se compensent, néanmoins sur l'ensemble de l'année le stockage de l'électricité est essentiel. À la fois pour adresser ces problèmes de variations de charge et de production mais surtout pour assurer la stabilisation du réseau électrique dans son ensemble. En effet, plus la part d'énergies renouvelables est importante dans le mix énergétique plus le système sera sensible à ces effets de variation de production.

Les capacités de stockage de l'électricité en France sont de 0,4 TWh, à titre de comparaison elles sont de 151 TWh pour le gaz. En effet, la France possède 16 sites de stockages souterrains répartis en 12 TWh pour les cavités salines et 139 TWh pour les aquifères profonds. Pourtant les consommations annuelles d'électricité et de gaz sont similaires : 494 TWh pour le gaz et 460 TWh pour l'électricité. Un véritable besoin de stockage de l'électricité existe en France et l'absence de système de stockage efficace en est la cause principale. Un rapport publié en septembre 2021, conjointement par le Conseil général de l'environnement et du développement durable (CGEDD) et le Conseil général de l'alimentation, de l'agriculture et des espaces ruraux (CGAAER) constate que 20 à 30 % de l'eau utilisée pour générer de l'électricité devra être redirigée vers l'agriculture. Le rapport préconise également de construire trois nouvelles Stations de Transfert d'Energie par Pompage, dans des régions faiblement soumises par le soutien d'étiage, pour combler le déficit engendré.

Selon un calcul de l'INERIS, une cavité saline de 500 000 m³ peut stocker 180 GWh sous forme de dihydrogène. Le rendement d'une transformation de l'hydrogène en électricité est approximativement de 50% par conséquent, une cavité saline stockerait 90 GWh énergie électrique utilisable soit un peu moins d'un quart de l'ensemble des capacités de stockage électrique françaises.

La variabilité de la production des énergies renouvelables (déterminable plusieurs jours à l'avance par les gestionnaires de réseau via des simulations) implique de réfléchir à la stabilité du réseau sur des temps courts mais aussi sur des périodes plus longues.

Comment stockons-nous actuellement l'électricité en France, sur de longues durées ?

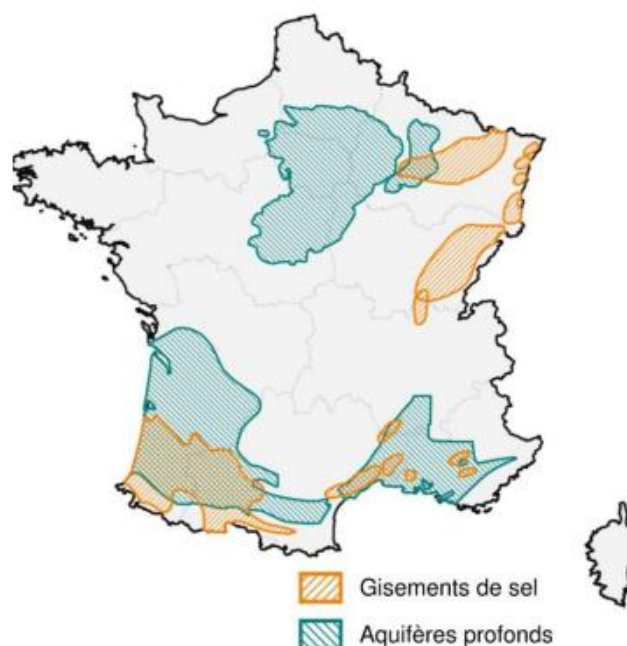
Il existe différentes méthodes pour stocker de l'électricité. En fonction des usages et des attentes, ces méthodes présentent des avantages et des inconvénients.

Actuellement deux grandes technologies de stockage sont principalement utilisées : les accumulateurs et le pompage-turbinage.

Les accumulateurs, appelés communément batteries rechargeables, sont des systèmes de stockage en plein essor en cause la volonté d'électrification de nombreux secteurs pour répondre aux enjeux climatiques. Inférieurs en densité énergétique, en capacité de stockage et en durée de stockage par rapport à la technologie de pompage-turbinage, sa rapidité de charge et de décharge ainsi que par sa transportabilité et sa faible taille que ce système de stockage sont les éléments prépondérants à sa forte diffusion.

Pour stocker sur de longues durées, la France utilise les stations de pompage-turbinage, autrement appelées Stations de Transfert d'Énergie par Pompage (STEP). Utilisant l'énergie potentielle de l'eau, elles sont schématiquement séparées en deux bassins (il peut y en avoir plus) : un bassin supérieur et un bassin inférieur. Lorsqu'il y a un surplus d'électricité l'eau du bassin inférieur est pompée dans le bassin supérieur, lorsqu'il y a un besoin d'électricité l'eau du bassin supérieur active une turbine en descendant vers le bassin inférieur. Avec un fort rendement, aux alentours de 80 % (à comparer avec les 70% pour la batterie) et l'absence d'un besoin de matériaux rares ce système est particulièrement apprécié. Néanmoins, ce système présente trois inconvénients : son coût d'investissement, son acceptabilité sociétale et les limites topologiques d'un territoire. La France dispose actuellement de six STEP et le potentiel de développement reste limité

Carte XVI : Capacités du sous-sol français



Crédits : INERIS

La carte XVI indique les zones identifiées pouvant servir à du stockage souterrain. Les cavités salines sont majoritairement situées dans la région Grand Est et en Occitanie. Pour les aquifères profonds, le sud de la France est pourvu de réserves importantes ainsi que la région Île-de-France. Par conséquent, il est nécessaire de suivre l'évolution des travaux sur le stockage de l'hydrogène pur ou en mélange au sein de ces cavités souterraines.

Stockage de l'hydrogène : déjà des démonstrateurs

Située en Corse, la plateforme MYRTE a pour objectif d'améliorer la gestion et la stabilisation du réseau électrique corse. Pour ce faire, un électrolyseur est relié à une centrale photovoltaïque de 560 kWc.

Lors des heures de fortes consommations, l'énergie est restituée sur le réseau via une pile à combustible de 100 kW. Bien que les chiffres soient bas, cette démonstration technique permet d'imaginer des réponses aux problématiques que posent les zones au sein desquelles les réseaux électriques ne sont pas interconnectés.

MYRTE peut ainsi assurer une fonction « tampon » pour gérer les surtensions du réseau en cas de forte production photovoltaïque et à l'inverse apporter une solution lors des pics de consommations.

Hypster est le premier démonstrateur de stockage souterrain d'hydrogène renouvelable en cavité saline. Ce projet est soutenu par l'Union Européenne. Situé dans l'Ain, ce projet dispose d'un budget de 13 millions d'euros dont 5 millions subventionnés par le FCH-JU.

L'installation sera constituée d'un électrolyseur de 1 MW et l'électricité nécessaire à l'électrolyse sera fournie par des installations hydrauliques et photovoltaïques locales. Au démarrage, ce démonstrateur stockera 2 à 3 tonnes d'hydrogène dans une cavité saline et à terme l'objectif est d'utiliser complètement celle-ci pour un montant total de 44 tonnes d'hydrogène.

La construction de la plateforme de production a débuté dans le courant de l'année 2022 et suivront les travaux nécessaires au stockage de la molécule dans la cavité saline. La date prévisionnelle des premières expérimentations de stockage est 2023.

La plateforme de recherche FenHyx (Future Energy Networks for Hydrogen and miX) a pour objectif de tester la capacité des infrastructures gazières existantes, comme nouvelles, à transporter et intégrer l'hydrogène. Plus précisément, FenHYx permet de tester les matériaux et équipements (neufs ou existants) dans les conditions de fonctionnement des réseaux en hydrogène.

La plateforme FenHyx est située à Alfortville.

3.1.2 Le Power-to-Gas et l'hydrogène : une réponse potentielle aux besoins en gaz

Dans un contexte de transition énergétique et de crise géopolitique, l'ensemble des marchés des vecteurs énergétiques sont dans l'obligation de s'adapter et d'évoluer. Le surplus d'électricité peut ainsi être transformé en hydrogène pour répondre à des besoins de stockage (Power-to-Gas-to-Power) mais l'hydrogène peut aussi directement être utilisé (Power-to-Gas). L'hydrogène est ainsi injecté dans le réseau ou transformé en méthane via le procédé de méthanation (voir Chapitre 1). Le gain énergétique entre ces deux procédés s'élève au rendement de la transformation finale de l'hydrogène en électricité soit 50%.

Le Power-to-Gas est une des potentielles réponses aux besoins en méthane. En outre, le Power-to-Gas utilise une infrastructure existante : le réseau gazier. Ceci est un avantage considérable car les coûts d'investissements sont donc relativement faibles et les usagers finaux ne seront pas sollicités pour des changements de technologie.

Les premiers démonstrateurs du Power-to-Gas : Jupiter 1000 et GrHyd

L'intérêt soulevé par la technologie du Power-to-Gas a permis la mise en place de projets démonstrateurs. L'objectif de ces projets est de tester l'imbrication de différentes briques technologiques ainsi que de vérifier la pertinence de ce procédé. En France, deux grands projets de ce type existent.

Projet GrHyd : situé à Dunkerque lancé en 2013, le chantier a commencé en 2017. Les briques technologiques évaluées dans ce projet sont les adéquations entre le P2G avec deux secteurs : l'habitat et la mobilité. Concernant le volet habitat, l'idée est de comprendre s'il est possible d'alimenter un quartier d'habitation par un mélange d'hydrogène et de gaz naturel (via méthanation) produit grâce à des panneaux photovoltaïques. Pour le volet mobilité, l'objectif est d'alimenter une flotte de bus avec un mélange d'hydrogène et de gaz naturel.

Projet Jupiter 1000 : porté par GRTgaz, il est implanté à Fos-sur-Mer. La méthanation est la brique technologique au cœur de ce projet, porté par Khimod, acteur francilien. Le couplage d'hydrogène, produit à partir d'énergies renouvelables, avec du dioxyde de carbone issu des fumées de l'usine sidérurgique, jouxtant le démonstrateur et détenue par Asco Industries permet ainsi de produire du méthane de synthèse. En 2022, l'électrolyseur produisant l'hydrogène est passé à une taille de 1 MW permet de produire 25 Nm³/h.

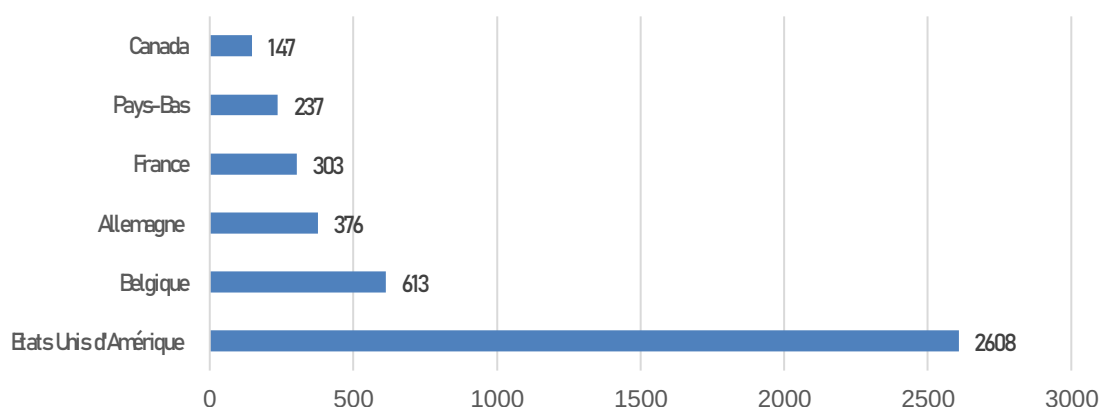
Pour aller plus loin :

- Le démonstrateur Jupiter 1000 : jupiter1000.eu
- Le démonstrateur GrHyd : grhyd.fr

3.2 Transport de l'hydrogène

Il existe actuellement deux voies de transport de l'hydrogène : le transport, par camion, d'hydrogène compressé gazeux ou liquide et le transport par une infrastructure appelée hydrogénoduc. Sur la Figure XXXVII, il est possible de voir les longueurs des hydrogénoducs existants dans le monde en 2017. A titre de comparaison, les longueurs des infrastructures gazières de transport pour l'Allemagne et la France sont respectivement de 73600 km et 35751 km⁵³, quand celles de distribution dépassent les 150 000 km (pour la France).

Figure XXXVII : Longueur des hydrogénoducs par pays (en km)



Crédits : HyRAC, 2017

Par conséquent, il est possible de considérer que le transport de l'hydrogène en France s'effectue majoritairement par camion. Le transport par camion nécessite d'effectuer l'un des procédés de stockage précédemment décrits. L'option de compression de l'hydrogène est celle actuellement favorisée pour les raisons citées et dont la plus fréquemment utilisée est de 500 bar. A cette pression,

⁵³ Source : Marcogaz

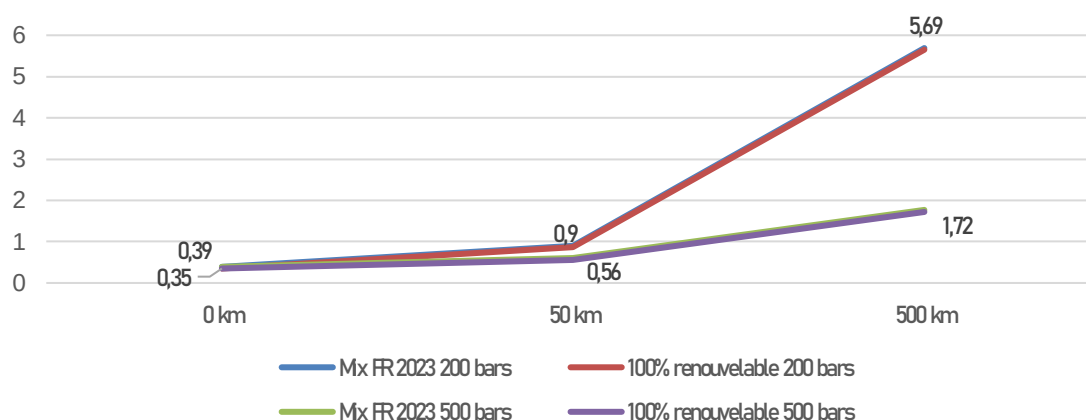
et en fonction de la taille des poids lourds, 700 kg à 1100 kg d'hydrogène peuvent être transportés par camion. Il est utile de rappeler qu'un poids lourd à hydrogène consomme entre 10 et 15 kg d'hydrogène pour 100 kilomètres selon les hypothèses actuelles. Bien que les poids lourds de transport utilisent actuellement des combustibles fossiles, si un jour ils étaient convertis en hydrogène (et dans l'hypothèse forte qu'ils puissent transporter autant d'hydrogène que les camions diesel) une distribution nécessitant 500 km consommerait l'équivalent de 4,5 % à 10,7% de la masse transportée.

Parallèlement, l'ADEME a réalisé une étude⁵⁴ sur le transport actuel de l'hydrogène par camion et les émissions de GES associées. La Figure XXXVIII, tirée de cette étude, représente l'étape logistique nécessaire à la distribution de l'hydrogène. Il est inclus les émissions de CO_{2,eq} liées à la compression nécessaire pour la mise à disposition de l'hydrogène en station à 700 bar.

Les conclusions de l'ADEME sont les suivantes : « L'étape de transport représente en moyenne 1,12 kg CO_{2,eq}/kg H₂ par 100 km parcourus à 200 bar : ainsi une limitation de cette distance permet d'abaisser l'impact global. L'augmentation de la pression de transport à 500 bar permet d'abaisser cet impact à 0,35 kg CO_{2,eq}/kg H₂ par 100 km, soit 3 fois moins, ce qui s'avère être une piste d'amélioration majeure, si toutefois cette étape reste nécessaire. »

Rappelons que dans la taxonomie verte, l'étape d'acheminement n'est pas comptabilisée dans le calcul pour établir si l'énergie est considérée comme renouvelable (en dessous de 3 kg CO_{2,eq}/kg H₂). Si cela venait à changer, les émissions liées au transport de l'hydrogène par camions seraient regardées attentivement.

Figure XXXVIII : Abaques transport de l'hydrogène à 200 ou 500 bar jusqu'à 500 km – Electrolyse PEM ou alcalin (en kg CO_{2,eq}/kg H₂)



Crédits : Analyse du Cycle de Vie relative à l'hydrogène, ADEME

A titre d'exemple, il est possible de mettre en parallèle ces informations et les prévisions réalisées dans le Chapitre 1, à l'orée 2030, soit approximativement 75 648 tonnes d'hydrogène. En prenant l'hypothèse forte que la moitié de l'hydrogène destinée à la mobilité soit acheminée par camion diesel, il faudrait 55 000 camions pour les besoins annuels de l'Île-de-France, transportant chacun 700 kg d'hydrogène. Si l'hydrogène est produit par un électrolyseur PEM ou alcalin, via le mix français 2023 et transporté à 200 bar, alors les émissions de GES associées pour l'Île-de-France seraient de 34 000 tonnes de CO_{2,eq} pour un trajet de 50km, et de 215 000 tonnes de CO_{2,eq} pour un trajet de 500 km. Si l'hydrogène est produit par un électrolyseur PEM ou alcalin, via le mix français 2023 et transporté à 500 bar, alors les émissions de GES associées pour l'Île-de-France seraient de 22 700 tonnes de CO_{2,eq} pour un trajet de 50km, et de 66 950 tonnes de CO_{2,eq} pour un trajet de 500 km.

Il existe toutefois des possibilités de transport d'hydrogène via d'autres modes tels que le train ou le bateau. Actuellement ces modes de transports sont peu développés et les études à ce sujet peu nombreuses, néanmoins, il est impossible de les exclure. Rappelons que les zones logistiques et d'activités pourraient bénéficier de l'hydrogène tant pour la mobilité que pour les matériels logistiques. De plus, les localisations de ces zones coïncident régulièrement avec des voies fluviales ou ferrées.

⁵⁴ Analyse du Cycle de Vie relative à l'hydrogène – Production d'hydrogène et Usage en Mobilité Légère, ADEME, septembre 2020

Dans une optique d'intermodalité et de limitation du transport routier, ces options doivent être considérées et étudiées.

Les fuites : limites de la neutralité climatique de l'hydrogène ?

L'hydrogène n'est pas neutre pour le climat. C'est la conclusion récente d'une étude du département britannique de l'Economie, de l'Energie et de la Stratégie (BEIS).

PRG de l'hydrogène

Ici, ce n'est pas un mode d'utilisation qui est critiquée mais la molécule de dihydrogène en elle-même. L'indicateur sur lequel se base cette étude est le Potentiel de Réchauffement Global (PRG). Le PRG est le pouvoir réchauffant d'un gaz rapporté au pouvoir réchauffant de la même masse de dioxyde de carbone. Le PRG de l'hydrogène ne serait pas de 5, comme estimé depuis plusieurs années mais de 11 voire de 13.

Toutefois, le dioxyde d'hydrogène n'est pas directement un gaz à effet de serre. En effet le méthane est détruit dans l'atmosphère grâce à une réaction avec les radicaux OH[•] mais l'H₂ réagit aussi avec eux pour former de l'eau. C'est en calculant le ralentissement de la disparition du méthane, à cause de cette réaction, que le PRG de l'hydrogène est calculé. Encore une fois, ceci prouve l'attention particulière qu'il est nécessaire de porter à une filière mais aussi à l'ensemble de ces externalités positives comme négatives.

Quel impact dans une économie hydrogène ?

Tout d'abord, pourquoi y aurait-il de l'hydrogène dans notre atmosphère ? Ne consommons-nous pas l'ensemble de ce que nous produisons ? La réponse tient en un mot : les fuites. Lors de l'acheminement de l'hydrogène, comme de n'importe quel gaz, une partie du volume transporté s'échappe des canalisations. Il est fortuit de rappeler ici que l'atome d'hydrogène est le plus petit qui existe et sa densité est très faible.

Il faudrait 15% de fuites d'hydrogène pour que l'activité ne soit pas bonne pour l'environnement. Rappelons que nous voulons qu'elle soit meilleure. D'après, le BEIS les fuites proviennent majoritairement du stockage physique au niveau du sol (jusqu'à 6,5 %) et du transport par camion d'hydrogène liquide (jusqu'à 13,2 %).

Une grande vigilance semble nécessaire concernant ce sujet et une attention particulière pourrait être apportée aux projets soutenus par les instances publiques. Il convient de rappeler que les bénéfices associés à une économie hydrogène resteraient, selon les connaissances actuelles, bien supérieurs aux effets des fuites hydrogène.

3.2.1 Une géopolitique de l'hydrogène : un potentiel conditionnement du transport de l'hydrogène

Dans un contexte de transition énergétique à l'échelle mondiale et d'opportunités économiques associées, l'hydrogène bas-carbone est au cœur de nombreuses politiques européennes et nationales possédant de forts potentiels de production. Les rapports de force et les conséquences des stratégies politiques de ces pays seront analysés dans le Chapitre 4.

L'information nécessaire pour comprendre l'importance d'une géopolitique hydrogène sur le transport de l'hydrogène en Europe réside en une simple typologie des pays. Dans un futur proche, il est possible qu'une partie des pays européens ait de forts besoins en hydrogène tout en ayant un potentiel en énergie renouvelable limité. Parallèlement, des pays disposent de fortes ressources en énergies renouvelables ou en gaz, de fortes réserves d'eau et une capacité d'investissement suffisante pour mettre en place une filière de production d'hydrogène conséquente. Une dynamique d'offres et de demandes pourrait se mettre en place et changerait le paysage géopolitique et les dépendances interétatiques actuellement en place.

Pour acheminer l'hydrogène en provenance de pays n'appartenant pas à l'Union Européenne, des modes de transport intercontinentaux devront être mis en place. Comme vu lors du Chapitre 1, la solution de transport la plus adaptée sera soit le transport par navire transportant de l'hydrogène à l'instar des méthaniers avec le méthane, soit via des navires transportant de l'ammoniac produit à partir d'hydrogène. Cette évolution nécessitera des transformations des infrastructures actuelles comme la mise à niveau des zones portuaires mais aussi des réflexions sur le transport à l'intérieur de l'Union Européenne.

Intégrant l'évolution potentielle du marché de l'hydrogène, les besoins en hydrogène au sein de l'Union Européenne et les objectifs environnementaux fixés par la Commission Européenne, un consortium de 31 opérateurs de réseaux a créé l'initiative European Hydrogen Backbone (EHB). L'objectif est « d'accélérer le voyage de la décarbonation européenne en définissant le rôle critique d'une infrastructure hydrogène »⁵⁵.

Ce groupement a publié des études au sein desquelles il est possible d'obtenir une analyse des besoins infrastructurels futurs et des échéances temporelles associées.

Similairement, un réseau transeuropéen de transport (RTE-T) est en cours de développement afin de répondre à la politique européenne des transports. L'objectif est la facilitation des connexions entre les différents modes de transport tels que les réseaux routiers, ferroviaires et fluviaux. Lancé en 2013, un réseau global devrait être complété d'ici 2030 tandis qu'en 2050 c'est un réseau central reliant l'ensemble des nœuds les plus importants qui devrait voir le jour. En 2020, une révision du règlement RTE-T a intégré la planification des infrastructures de déploiement de carburants nouveaux comme l'électricité ou l'hydrogène. Les projets liés à l'hydrogène peuvent dès lors bénéficier d'un financement au titre du Mécanisme d'Interconnexion Européen (MIE).

En France, un rapport a été publié en novembre 2019 par un groupement d'industriels réunissant GRTgaz, HDF Energy, Soladvent, Storengy, Téréga et TotalEnergies. Ce rapport avait pour objectif d'étudier la compétitivité de l'industrie française et spécifiquement le rôle des infrastructures hydrogène. La Figure XXXIX présente les trois typologies de scénarios déterminés par cette étude. L'objectif est d'évaluer les économies d'échelle liées au déploiement d'une infrastructure dédiée à l'hydrogène. Schématiquement, le scénario 1 représente des écosystèmes isolés produisant sur site et n'ayant aucun réseau de distribution, le scénario 2 représente ces mêmes écosystèmes cette fois-ci intégrés à un réseau national reliant les grands bassins industriels et disposant de systèmes de stockage semi-centralisés, le scénario étend le réseau national aux pays européens et le système de stockage deviendrait centralisé.

Le rapport prend comme hypothèse une demande d'hydrogène renouvelable et bas-carbone en 2030 de 670kt/an et en 2040 de 1760 kt/an. Le rapport intègre par ailleurs qu'une infrastructure hydrogène ne peut émerger instantanément. Les différences du coût de transport entre le scénario 1 et le scénario 2 pour la période s'échelonnant entre aujourd'hui et 2030 entraîneraient un gain de 1,8 milliards d'euros. Tandis que pour la période s'étendant de 2030 à 2040, les gains seraient de 17 milliards d'euros entre le scénario 1 et le scénario 3.

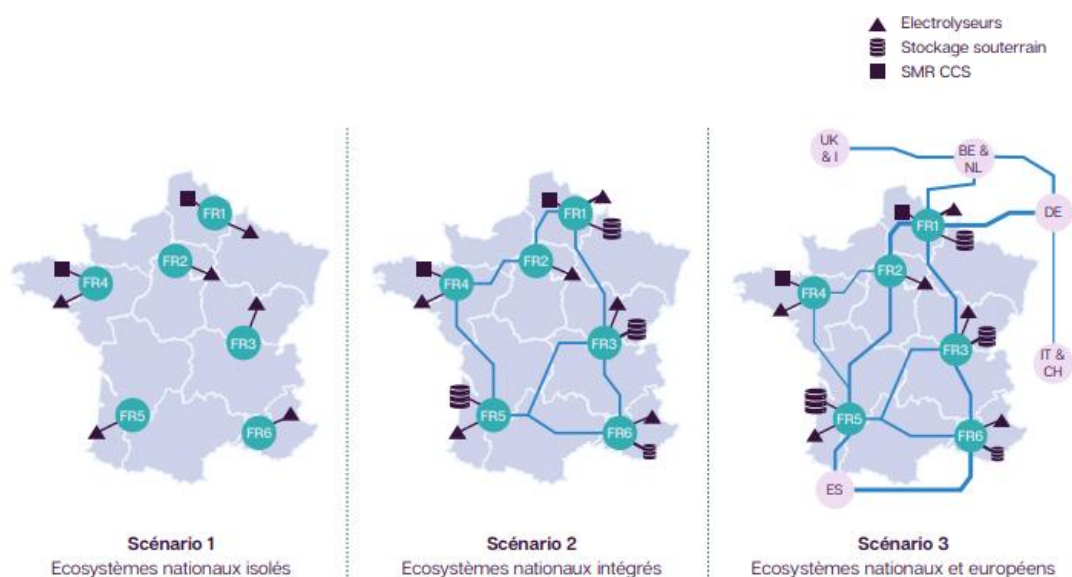
Des études ont aussi été réalisées pour savoir s'il était possible de faire circuler un mélange d'hydrogène et de méthane dans les canalisations actuelles. Ce mélange porte le nom d'Hythane et les proportions de l'hydrogène au sein de ce mélange est un des éléments clefs de la faisabilité technique de ce mode de transport. Dans un rapport publié par GRTgaz en 2019⁵⁶, il est spécifié qu'il serait possible d'injecter jusqu'à 20 % d'hydrogène dans les infrastructures existantes. Toutefois la proportion préférable serait, actuellement, de 6 %.

Les risques d'une quantité importante d'hydrogène dans les canalisations sont doubles : des risques de fuites d'hydrogène et des risques de corrosion de l'acier des canalisations, ces deux éléments ayant un impact sur la sécurité de l'infrastructure. Le second point d'achoppement dû à cette solution est le coût supplémentaire pour les utilisateurs finaux n'utilisant que de l'hydrogène. Pour le moment, les gestionnaires des infrastructures gazières ne souhaitent pas s'orienter vers cette solution, la création d'un second réseau gazier dédié à l'hydrogène est la proposition la plus fortement soutenue.

⁵⁵ <https://ehb.eu/>

⁵⁶ Conditions techniques et économiques de l'injection de l'hydrogène dans les réseaux gaz, GRTgaz

Figure XXXIX : Illustration des scénarios archétypaux détaillés dans le rapport



Crédits : Compétitivité de la France : Rôle des infrastructures de transport et de stockage d'hydrogène

L'avantage majeur de cette solution est la non-intervention sur le sous-sol français et francilien. L'Institut Paris Region prévient ainsi dans la publication *L'Environnement en Île-de-France* que « le sous-sol, patrimoine méconnu, est exploité pour l'espace supplémentaire qu'il procure (...). La pression environnementale sur le sous-sol va s'intensifier en Île-de-France, en particulier en petite couronne, notamment par le développement à venir du réseau Grand Paris Express (...). Les aménagements souterrains sont souvent réalisés au coup par coup, sans coordination globale entre les différents opérateurs. » Cet avertissement incite à la prudence quant à la construction d'une infrastructure supplémentaire.

MosaHYc : une collaboration franco-allemande pour le futur des infrastructures gazières

GRTgaz et CREOS, une des sociétés gestionnaires de réseaux d'électricité et de gaz du Luxembourg, se sont associées pour porter un projet dont l'objectif est de démontrer la possibilité de créer un réseau de transport européen hydrogène.

Le projet MosaHYc (Moselle Sarre Hydrogène Conversion) souhaite convertir des canalisations de gaz existantes au transport de l'hydrogène. L'une des particularités de ce projet réside dans l'association de plusieurs pays puisque les canalisations s'étendent au sein de la région Grand Est, du Land de la Sarre et du sud du Luxembourg. Avec 70 km de canalisations et un débit de 20 000 m³, ce réseau servira principalement à sécuriser des approvisionnements pour la mobilité hydrogène.

La position charnière du projet est représentative de la volonté européenne de répondre aux enjeux de transition énergétique. Sur le long terme, ce réseau pourrait aussi être un des maillons du grand réseau européen hydrogène voulu par certaines entreprises et certains pays.

3.3 Quelles typologies de production de l'hydrogène ?

La production d'énergie repose principalement sur deux typologies, la production centralisée et la production décentralisée. La production décentralisée est la production d'une source d'énergie à l'aide d'installations de faibles capacités disséminées géographiquement. A l'inverse la production centralisée se caractérise par un nombre plus faible d'installations disposant de grandes capacités de production. Dans le cas d'une production centralisée, un réseau de transport et de distribution, de grande taille, dédié à la ressource énergétique est nécessaire. C'est le cas de la production électrique et gazière française.

La filière actuelle de production d'hydrogène, celle qui alimente les secteurs industriels depuis une centaine d'années, se structure principalement selon un modèle de production centralisée. Lorsque certaines entreprises ont besoin d'un fort accès à l'hydrogène, celles-ci peuvent envisager la construction d'une usine leur permettant d'assurer leurs besoins comme sur le site de Grandpuits pour Total.

Le modèle centralisé de production d'hydrogène par des sociétés privées induit une pénalisation des acteurs consommant de faibles quantités d'hydrogène. Une différence importante entre le coût de production et le prix de vente est ainsi à noter. Actuellement, l'hydrogène produit par vaporeformage coûte entre 1 et 2,5 € par kilogramme tandis que le prix de vente se situe entre 8 et 20 €⁵⁷. L'industrie verrière ou les autres sites consommateurs (cf. chapitre 1) font partie de ces petits acteurs. La mobilité hydrogène pourrait à terme être confrontée à cette réalité économique.

Une production centralisée nécessite deux conditions : une production de grande ampleur d'énergie renouvelable et une infrastructure de transport dédiée à l'acheminement d'hydrogène sur plusieurs centaines de kilomètres. Cela implique une planification à l'échelle nationale, des coûts d'investissement importants et une potentielle incitation à la consommation qu'une production massive pourrait entraîner.

Un modèle de production décentralisé nécessite à l'inverse de penser chaque projet en accord avec son environnement. Chaque construction d'une usine de production d'hydrogène devra répondre à des besoins et l'anticipation de la modification, d'une forte augmentation ou d'une disparition, sera essentielle.

L'installation de systèmes de stockage locaux et disséminés sur l'ensemble du territoire est une condition *sine qua none* du bon développement d'une production décentralisée. La reconversion des réseaux de transport de gaz existants est aussi une option pour limiter les coûts d'investissement et continuer dans les politiques d'économie circulaire et d'adaptation du territoire.

Le choix du système de production de l'hydrogène est une décision politique. Les réflexions autour de cette notion doivent être réalisées en amont et les acteurs politiques doivent se positionner. Dans le cas contraire le marché de l'hydrogène maillera le territoire selon les opportunités. Cela pourrait entraîner des doublons voire des décisions incohérentes en fonction des échelles territoriales. Les enjeux liés à l'indépendance de la production de l'hydrogène sont de même conditionnés par cette décision.

⁵⁷ Etude de cas Hydrogène – Production décentralisée d'hydrogène pour un usage industriel, SIA Partners

Synthèses et recommandations

La possibilité de stocker d'importantes quantités d'hydrogène dans des cavités salines est un atout stratégique national fort. L'Île-de-France ne présente aucune cavité saline. Les sites de stockage en Île-de-France seront à court terme des sites de stockage de faibles quantités, en extérieur avec les contraintes de sécurité associées. Ils permettront de couvrir des besoins journaliers ou hebdomadaires. Suivre les travaux de recherche de l'INERIS et de Storengy sur le stockage en aquifère est par conséquent pertinent.

Une partie du gaz utilisé en Île-de-France est stocké sur les frontières extérieures de la région. L'hydrogène pourrait lui aussi être stocké en dehors des limites administratives de la région. La présence de cavités salines dans la région Grand Est mérite de réfléchir aux liens entre ces deux régions. Ce questionnement induit de commencer une réflexion sur l'échelle régionale comme territoire pertinent pour considérer une filière hydrogène. Le manque d'informations sur les besoins en hydrogène à venir limite les recommandations concernant le stockage de l'hydrogène.

L'émergence de camions électrique hydrogène est une solution pour le transport d'hydrogène. Arrêter le plus rapidement possible le mode de distribution diesel semble nécessaire. L'augmentation des besoins en hydrogène ne ferait qu'alourdir les bilans des émissions de polluants atmosphériques si ce mode de distribution continuait.

L'utilisation de l'hydrogène est une porte d'entrée supplémentaire pour améliorer l'intermodalité en Île-de-France. Les modes de transports ferrés et fluviaux sont moins émetteurs de GES et permettent d'alléger les contraintes logistiques occasionnées par le transport logistique routier. Le développement de l'hydrogène dans des zones logistiques permettra de faciliter une transition du secteur logistique vers des engins de manutention hydrogène.

La reconversion d'infrastructures gazières et pétrolières existantes est une possibilité pour réduire l'impact sur le sous-sol. Lorsque cela est possible, cette voie semble à privilégier par rapport à l'investissement dans la création d'un nouveau réseau. Il semble important de privilégier la reconversion des infrastructures gazières et pétrolières pour le transport de l'hydrogène au regard des enjeux d'économie circulaire soulevés par la Région Île-de-France mais aussi des coûts liés à leur construction.

Chapitre 4 - La place de l'hydrogène dans les stratégies nationales et régionales

Longtemps considérée comme une technologie pour l'avenir, l'hydrogène a suscité ces dernières années un engouement sans précédent. La combinaison de facteurs exogènes et endogènes à la filière hydrogène pourrait fournir une explication quant à ce vif et soudain intérêt de la part des dirigeants et élus de nombreux pays.

En 2012, le Centre de l'Energie Atomique (CEA) rendait un rapport intitulé *Les technologies de l'hydrogène au CEA*. Deux freins technologiques majeurs y étaient exposés : la non-maturité des technologies de production d'hydrogène décarboné ainsi que l'absence de démonstration de l'utilité de l'hydrogène pour le développement de réseaux électriques locaux. Récemment, la production d'hydrogène via l'électrolyse de l'eau est parvenue à atteindre des niveaux de production industrielle et de nombreuses études sur le Power-to-Gas (P2G) ou le Power-to-Gas-to-Power (P2G2P) ont été publiées. Ainsi le volet technologique a été en grande partie levé pour la technologie hydrogène.

Parallèlement, une prise de conscience écologique s'est propagée dans de nombreux pays du monde à travers la mobilisation citoyenne et les actions comme les Conférences of Parties (COP). L'utilisation à outrance des énergies fossiles a commencé à être récusée et le vecteur énergétique hydrogène peut remplir certains des rôles attribués aux combustibles fossiles.

Cette évolution des mentalités est accompagnée par des mesures politiques visant à limiter l'utilisation de ces matières fossiles. L'évolution du prix de la tonne de CO₂ en est un exemple. Cela a permis de lever un troisième frein, le volet économique. En effet, comme vu précédemment dans le Chapitre 2, le prix d'un kilogramme d'hydrogène, produit par électrolyse de l'eau, est bien supérieur à celui produit via vaporeformage de gaz fossile. Toutefois, les évolutions fiscales mais aussi récentes et les événements se déroulant en Ukraine bouleversent les cours des prix de l'hydrogène et permettent d'envisager comme une solution économiquement satisfaisante l'utilisation de l'électrolyse pour produire en quantité industrielle cette molécule.

En 2017, à Davos, l'*Hydrogen Council* (Conseil de l'Hydrogène) est créé par de nombreuses entreprises structurantes dans les secteurs de l'énergie, des transports, de l'industrie et de l'investissement. Dès lors, de nombreuses publications ont vu le jour pour identifier les secteurs au sein desquels l'hydrogène pourrait avoir un rôle à jouer. En 2020, de nombreuses stratégies nationales hydrogène ont vu le jour. La France a entériné en 2020 une stratégie nationale hydrogène suite à une planification stratégique démarrée au cours de l'année 2018.

Les différentes stratégies nationales et leurs répercussions internationales seront analysées dans ce chapitre afin de dresser un paysage simple de la géopolitique de l'hydrogène actuelle et les conséquences qui découlent des choix politiques. Alors que l'objet de cette étude porte principalement sur l'identification d'écosystèmes territoriaux franciliens, il est difficile d'omettre l'analyse de paramètres pouvant structurer le développement complet d'une filière. Les retombées des décisions internationales seront incontestablement visibles au niveau régional.

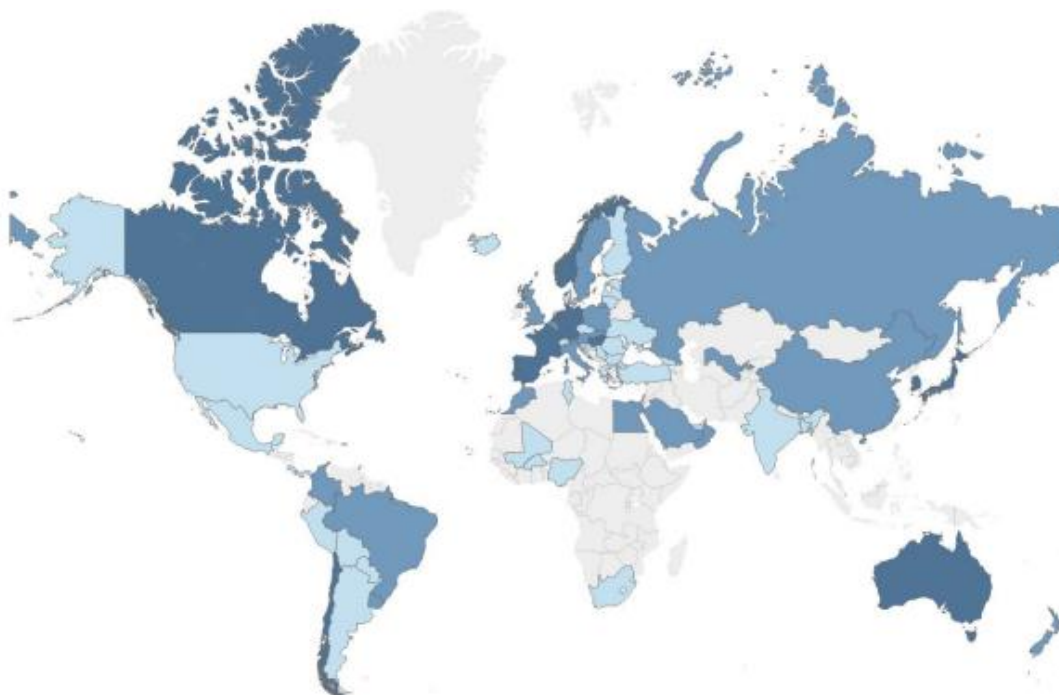
Dans un second temps, une présentation des différentes stratégies et enjeux régionaux français sera entreprise. Les implantations territoriales de la filière hydrogène seront mises en perspective avec la stratégie nationale. Les particularités territoriales mises en exergue permettront d'identifier le rôle de la région francilienne au sein de cette transition. Comme pour les décisions internationales, les décisions prises en région sur le territoire français ont un impact sur la diffusion et les modalités d'utilisation de l'hydrogène. Un exemple permettant de démontrer aisément cette assertion est celui des mobilités lourdes : le transport de fret routier via des camions hydrogène nécessitant une infrastructure dépassant le cadre régional.

4.1 Un contexte international en pleine effervescence

En 2019, seuls quatre pays avaient annoncé une politique nationale hydrogène : le Japon, la Corée du Sud, l'Australie et la France. En 2021, neuf autres pays, tels que le Chili, l'Espagne, la Finlande, le Portugal, l'Allemagne, les Pays-Bas, la Norvège, la Russie et le Danemark avaient communiqué sur leurs propres stratégies dans la continuité des plans de relance COVID-19. Simultanément, l'Union

Européenne a développé une stratégie commune et la France a fait évoluer son plan national hydrogène en une stratégie bien plus structurée. Dix-neuf nouveaux pays ont annoncé avoir entrepris les réflexions pour se doter d'une politique cohérente sur la thématique hydrogène.

Carte XVII : Présentation des pays ayant développé ou développant une stratégie hydrogène (en bleu clair : projets démonstrateurs, en bleu : une stratégie nationale en préparation, en bleu foncé : pays ayant publié une stratégie nationale)



Crédits : National Hydrogen Strategy, World Energy Council

Cette accélération des stratégies et plans détaillés se conjuguent avec des investissements financiers conséquents (cf. Figure XL). L'Allemagne et la France ont respectivement alloué 9 milliards d'euros à ces stratégies, échelonnés sur 10 ans (de 2020 à 2030). Ces évolutions indiquent un clair changement de paradigme : les pays se préparent à intégrer l'hydrogène dans leur prévision économique et énergétique. L'économie capitaliste et productiviste actuelle dépend fortement des énergies. Pour produire des biens de consommation, il faut transformer des matières premières via des machines construites et employées et cela dans l'ensemble des secteurs de production (agriculture, industrie, ...). Chacune de ces transformations nécessitent un apport énergétique régulier. Alors que les tâches se sont complexifiées, l'apport énergétique a grandi. Aujourd'hui, de nombreux rapports géopolitiques sont sous-tendus par le marché énergétique : du charbon au pétrole, en passant par le gaz et même l'électricité.

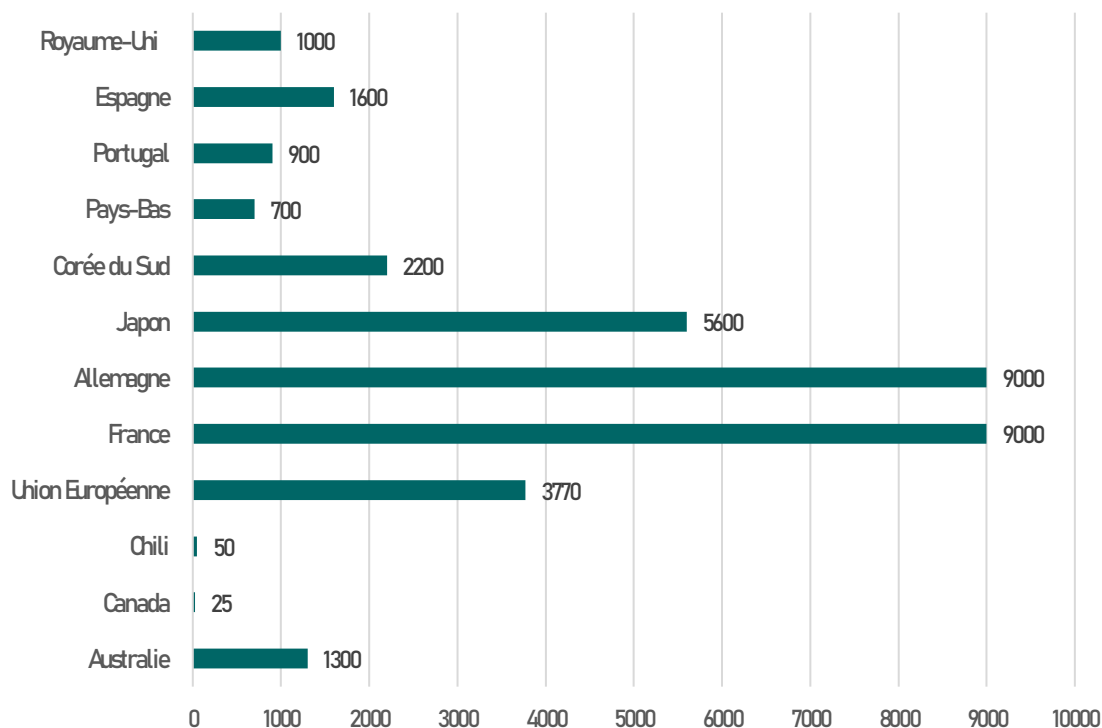
Le principe du libre-échange et plus précisément l'avantage comparatif structure ces rapports géopolitiques autour de l'énergie.

La prise de conscience des Etats et les orientations stratégiques choisies ne peuvent être dissociées de cet état de fait. Ainsi, il n'est pas surprenant que la France ait poussé à intégrer l'usage des centrales nucléaires dans la taxonomie européenne. Atout compétitif majeur pour la production d'électricité, l'usage et le développement des centrales nucléaires permettraient d'assurer un « hydrogène bas-carbone » à la France.

L'accès à l'hydrogène est désormais, de plus en plus, perçu comme un élément propre à la sécurité énergétique d'un pays. Les rapports géopolitiques autour de la question de l'approvisionnement de l'hydrogène s'intensifient et d'ores et déjà des pays commencent à nouer des partenariats à l'image de la France et de l'Inde, l'Allemagne, le Maroc et le Canada, la Belgique et la Namibie, le Japon et l'Australie. Les conditions géographiques des pays sont des éléments-clefs pour analyser les stratégies mises en place. Ainsi, la possibilité de produire, en masse, de l'électricité renouvelable donne la possibilité aux pays de devenir potentiellement une puissance exportatrice d'hydrogène. Les consommations des différents pays représentent déjà un marché important mais les potentielles

évolutions de la filière hydrogène et son entrée dans de nouveaux secteurs pourraient drastiquement faire augmenter ces chiffres (cf. Carte XVII).

Figure XL : Fonds alloués aux stratégies hydrogène (en millions d'euros)



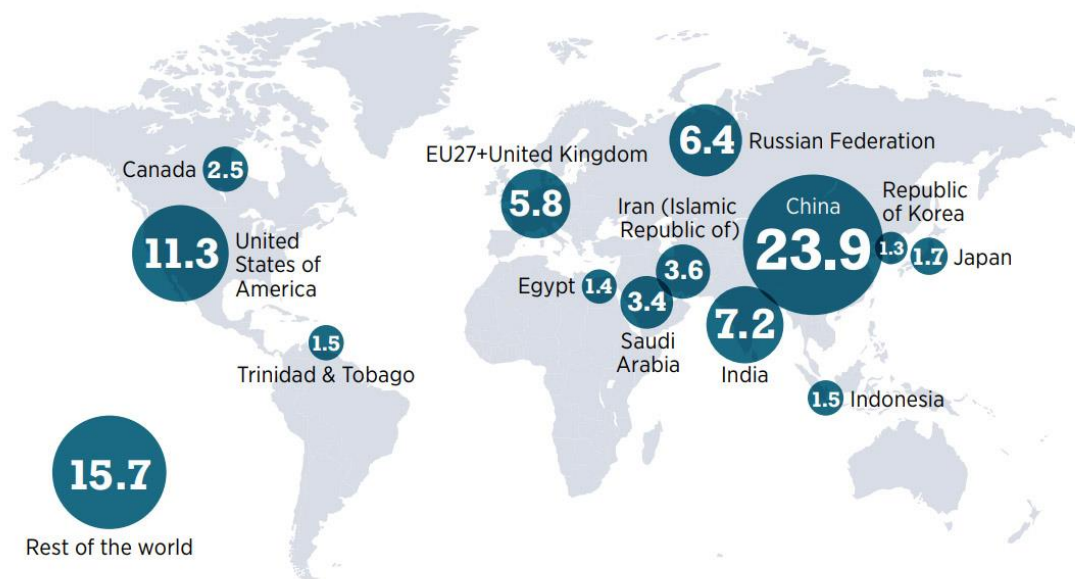
Source : National Hydrogen Strategy, World Energy Council

Quatre grandes typologies d'orientation existent : les importateurs, les exportateurs, les pays à la pointe de la recherche et les pays désireux d'édifier une économie (complète) autour de l'hydrogène. Les objectifs de décarbonation des modes de production de l'hydrogène ainsi que des secteurs fortement émetteurs de GES sont le plus souvent au cœur des ambitions nationales. Toutefois, les stratégies s'expriment différemment en fonction du contexte national et les priorités sectorielles en sont affectées : les quatre typologies peuvent être combinées. Ainsi l'Allemagne s'est positionnée comme un pays incitant au développement de technologies de pointe, et en parallèle l'absence d'électricité issue de centrales nucléaires et les positionnements politiques sur les destinations des énergies électriques l'ont amené à envisager d'importer l'hydrogène. Pour ce faire, l'Allemagne a ainsi établi quatre partenariats bilatéraux avec la Tunisie, le Nigéria, le Canada et l'Islande (d'après le World Energy Council).

Avec la stratégie nationale française, la France s'est positionnée sur les deux dernières typologies : elle ambitionne d'être à la pointe de la recherche technologique ainsi de mettre en place à la fois un cadre légal et des incitations fiscales pour faire émerger une économie hydrogène avec une production basée en France à partir du mix électrique bas-carbone.

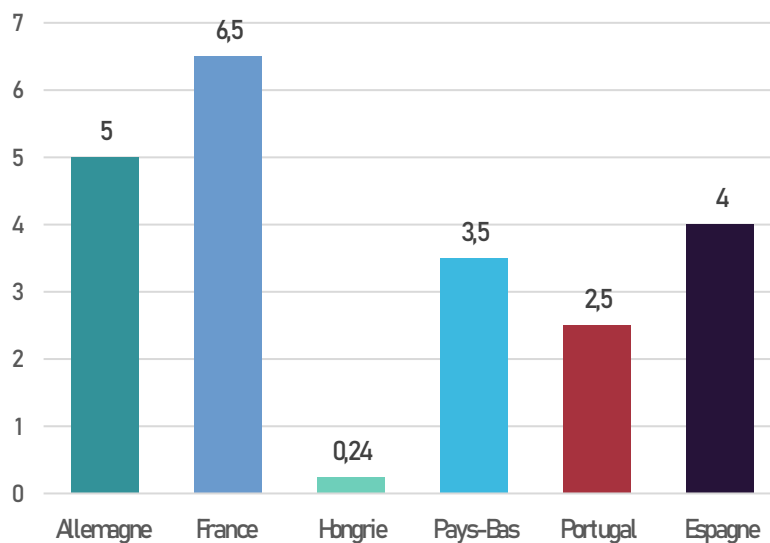
Avec une stratégie publiée en 2020, l'Union Européenne s'est récemment positionnée sur la filière hydrogène, centrale pour atteindre les objectifs de décarbonation. L'Union Européenne a fixé comme objectif supranational de disposer de 40 GW d'électrolyseurs d'ici 2030 (soit approximativement 5 millions de tonnes d'hydrogène). La figure XLI permet d'établir la répartition connue des électrolyseurs au sein des pays de l'Union Européenne.

Carte XVIII : Consommation d'hydrogène en 2020 (en millions de tonnes par an)



Crédits : Natural Earth 2021

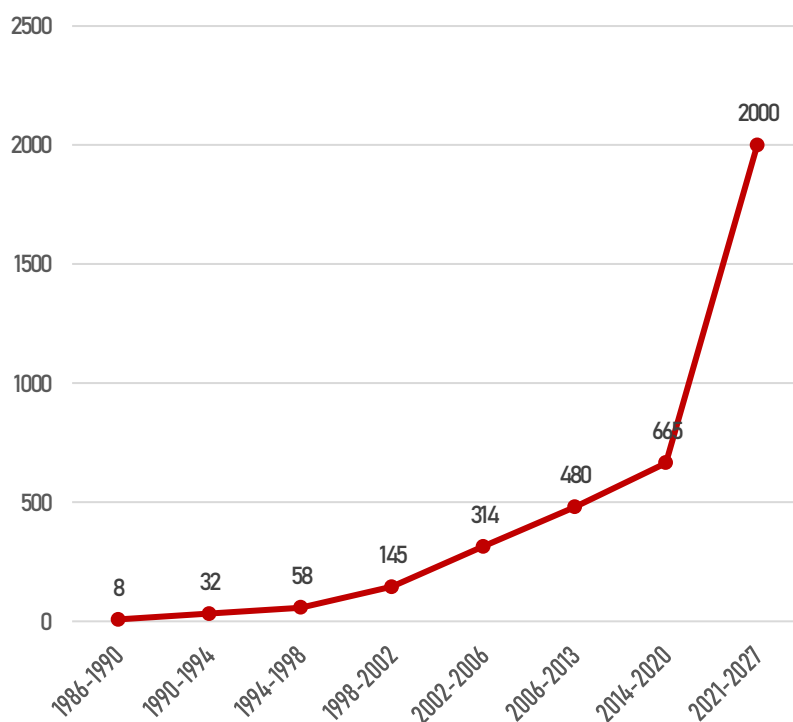
Figure XLI : Puissance estimée en électrolyseur en 2030 (en GW)



Crédits : Global Hydrogen Review, IEA

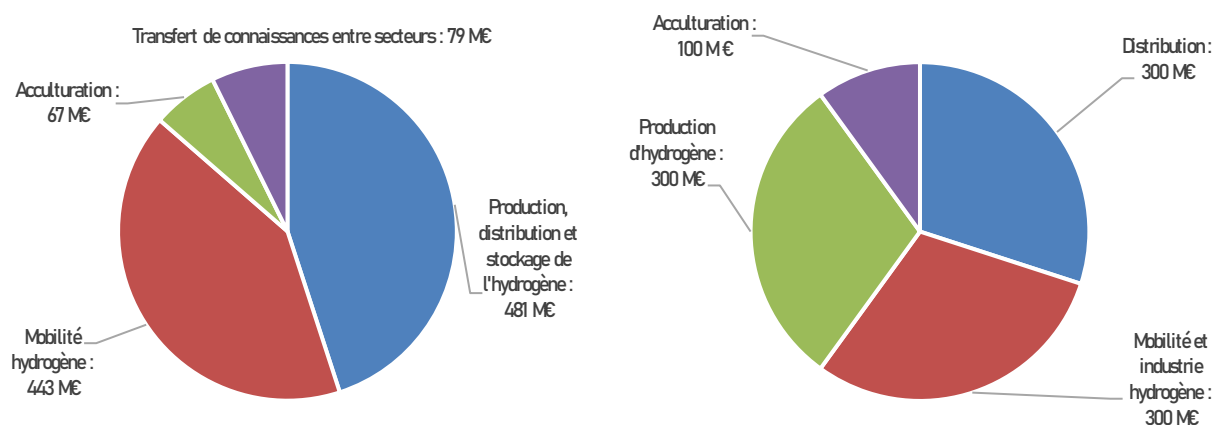
En parallèle de cette stratégie hydrogène, l'Union Européenne a financé régulièrement les projets via le Fuel Cells Hydrogen – Joint Union (FCH-JU). Le FCH-JU, devenu Clean Hydrogen Partnership est un partenariat public-privé dont l'objectif est de financer la recherche, le développement technologique et les projets démonstrateurs. L'augmentation régulière des fonds alloués par la Commission Européenne au FCH-JU (cf. Figure XLII) montre une fois de plus l'importance qu'a pris l'hydrogène au sein des ambitions nationales et supranationales. L'augmentation constante de ces fonds entre le début des années 1990 et la fin des années 2010 était déjà importante. En effet, l'enveloppe n'a jamais diminué et après avoir atteint 700 millions d'euros et ce pendant six années consécutives, elle vient d'être portée à 2 milliards d'euros pour la nouvelle période d'exercice.

Figure XLII : Evolution du financement de la CE au FCH-JU (en millions d'euros)



Crédits : FCH-JU

Figure XLIII : Typologie des projets financés par le FCH-JU entre 2008 et 2020 (à gauche) et typologie projetée des projets financés par le FCH-JU entre 2021 et 2027 (à droite)



Crédits : Hydrogen Europe Research

Une évolution de la destination des fonds alloués par le FCH-JU est à noter. La Figure XLIII présente cette évolution. La distinction désormais faite entre la production d'hydrogène et sa distribution est un indicateur supplémentaire de la volonté de l'Union Européenne d'améliorer le transport d'hydrogène au sein de son espace économique. De même, l'intégration de la thématique « industrie » dans la catégorie mobilité figure une modification des ambitions européennes et indique la prise en considération de l'importance que l'hydrogène pourrait avoir pour décarboner les secteurs particulièrement émetteurs de GES.

Pour aller plus loin :

- Les enjeux géostratégiques de l'hydrogène, Une filière au cœur de la transition énergétique, IRIS Observatoire de la sécurité des flux et des matières énergétiques
- Working Paper – National Hydrogen Strategies, World Energy Council
- A hydrogen strategy for a climate neutral Europe, European Commission

4.2 Hydrogène : vers l'autonomie, l'indépendance ?

Présentée comme une filière permettant de sortir d'une dépendance aux énergies fossiles et ainsi de s'émanciper de chaînes d'approvisionnement extranationales, l'hydrogène peut-il effectivement répondre à ces promesses ?

Peu mis en avant dans les études prospectives de la filière hydrogène, de nombreux éléments clefs à la structuration et au développement de cette filière nécessitent des matières premières provenant de nombreux endroits de la planète. Ainsi, ce n'est pas l'approvisionnement énergétique qui sera présenté dans cette partie mais l'approvisionnement en matières premières essentielles à la création du matériel grâce auquel une économie utilisant de l'hydrogène « bas-carbone » ou « renouvelable » pourrait advenir.

La nécessité impérieuse de décarboner les systèmes énergétiques est au centre de l'attention des gouvernements et des groupes industriels. Cette étape de décarbonation est présentée comme nécessaire pour atteindre les objectifs fixés par les Conférences des Parties (COP) comme le fameux seuil des 1,5°C en 2050. Toutefois, la décarbonation de ces systèmes énergétiques revêt un second but : conserver le modèle de développement économique, lié à la croissance, structurant les sociétés modernes.

Le développement d'une filière hydrogène répond concomitamment à ces deux objectifs. La production d'hydrogène bas-carbone ou renouvelable et ses utilisations en tant que vecteur énergétique permettront de limiter les émissions de GES de certains secteurs d'activités (cf. Chapitre 1&2). Le développement de nouvelles infrastructures de production, de transport et l'ouverture à de nouveaux domaines d'activités nécessiteront des investissements publics et privés conséquents et rempliront l'objectif d'une nouvelle voie de croissance économique. Plus précisément, les grands groupes extrayant les énergies fossiles ainsi que les gestionnaires de transport (via les chaînes logistiques et les infrastructures de transport existantes) doivent progressivement transformer leurs modèles économiques. En ce sens, l'hydrogène représente pour le secteur public et le secteur privé une véritable solution pour accompagner les décisions progressives prises pour lutter contre le dérèglement climatique.

La filière hydrogène est par ailleurs souvent présentée comme permettant de sortir de dépendances extranationales. En effet, les extractions de pétrole et de gaz ne sont pas importantes en France et par conséquent, il existe une dépendance économique et géopolitique avec certains pays fortement producteurs comme l'Algérie, l'Arabie Saoudite, les Etats-Unis ou encore la Russie jusqu'à peu.

L'hydrogène serait-il la solution à nos dépendances énergétiques et géopolitiques ? Alors que les études prospectives concernant la filière hydrogène mettent, le plus souvent, en avant les gains liés aux émissions de GES, les besoins infrastructurels, les quantités prévisionnelles dans une optique de restructuration et de développement de cette filière, la question de la criticité des matériaux est occultée bien qu'essentielle pour pouvoir affirmer avec force les vertus indépendantistes et autonomistes liées à une filière hydrogène nationale.

La criticité des ressources minérales et métalliques devient un sujet de préoccupation de plus en plus fort tant pour les gouvernements que pour les groupes privés. Indépendamment de l'hydrogène, l'extraction de minerais et de minéraux a été multipliée par 27 lors du XXème siècle, dans le monde. L'omniprésence de ces matériaux touche l'ensemble des secteurs de la vie quotidienne. Le secteur de la construction et la forte utilisation du béton nécessite un apport constant de sable, tandis que le développement des réseaux électriques et leur entretien dépendent fortement du cuivre. Le secteur de la santé, tant dans la production de médicaments (Lithium, talc, etc.) que pour l'imagerie médicale (terres rares), subit aussi une dépendance à ces matières premières.

L'hydrogène ne fait pas exception à cette demande de plus en plus importante. La problématique de la criticité des matériaux affecte le développement de cette filière à la fois à propos de la production de l'énergie nécessaire à l'obtention de l'hydrogène, des procédés de production mais aussi des

utilisations en bout de chaîne. En effet, il a été conclu précédemment que la filière hydrogène serait une filière ayant des retombées positives pour l'environnement uniquement si l'hydrogène était produit (dans l'état des connaissances actuelles) via électrolyse et principalement à partir d'énergies renouvelables.

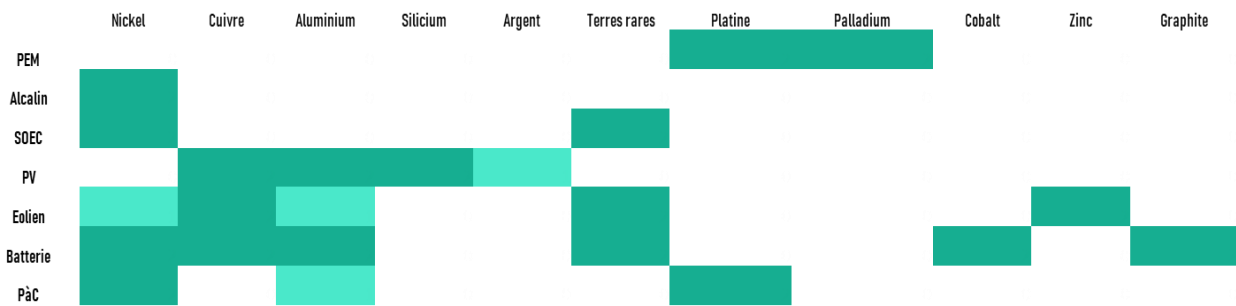
Pour que l'hydrogène ait une place importante dans la transition énergétique, de nombreuses technologies doivent être produites en quantité importante. Pour produire de l'hydrogène grâce à de l'électricité renouvelable, il faut développer à la fois les modes de production de l'électricité ainsi que les électrolyseurs nécessaires à séparer l'hydrogène et l'oxygène contenu dans l'eau. Pour utiliser l'hydrogène dans la mobilité il faut produire à la fois des piles à combustible et des batteries électriques. Sur le tableau ci-dessous, de nombreux matériaux et ressources critiques nécessaires au développement d'une filière hydrogène sont indiqués. Cette liste n'est pas exhaustive mais elle montre déjà à quel point le développement d'une économie de l'hydrogène nécessite la sécurisation de l'approvisionnement de ces ressources.

Ces informations, couplées à la carte XIX, indiquant les régions du monde au sein desquelles le sous-sol est le plus riche de ces ressources, mettent en perspective l'autonomie et l'indépendance relative au développement de l'hydrogène.

Les méthodes d'extraction de ces ressources diffèrent. Cependant, la totalité nécessite d'être extraite du sous-sol. Les méthodes employées pour ce faire sont soit mécaniques soit humaines. Dans les deux cas, l'extraction soulève des questions écologiques. En effet, une exploitation minière a des retombées sur l'écosystème dans lequel elle s'inscrit.

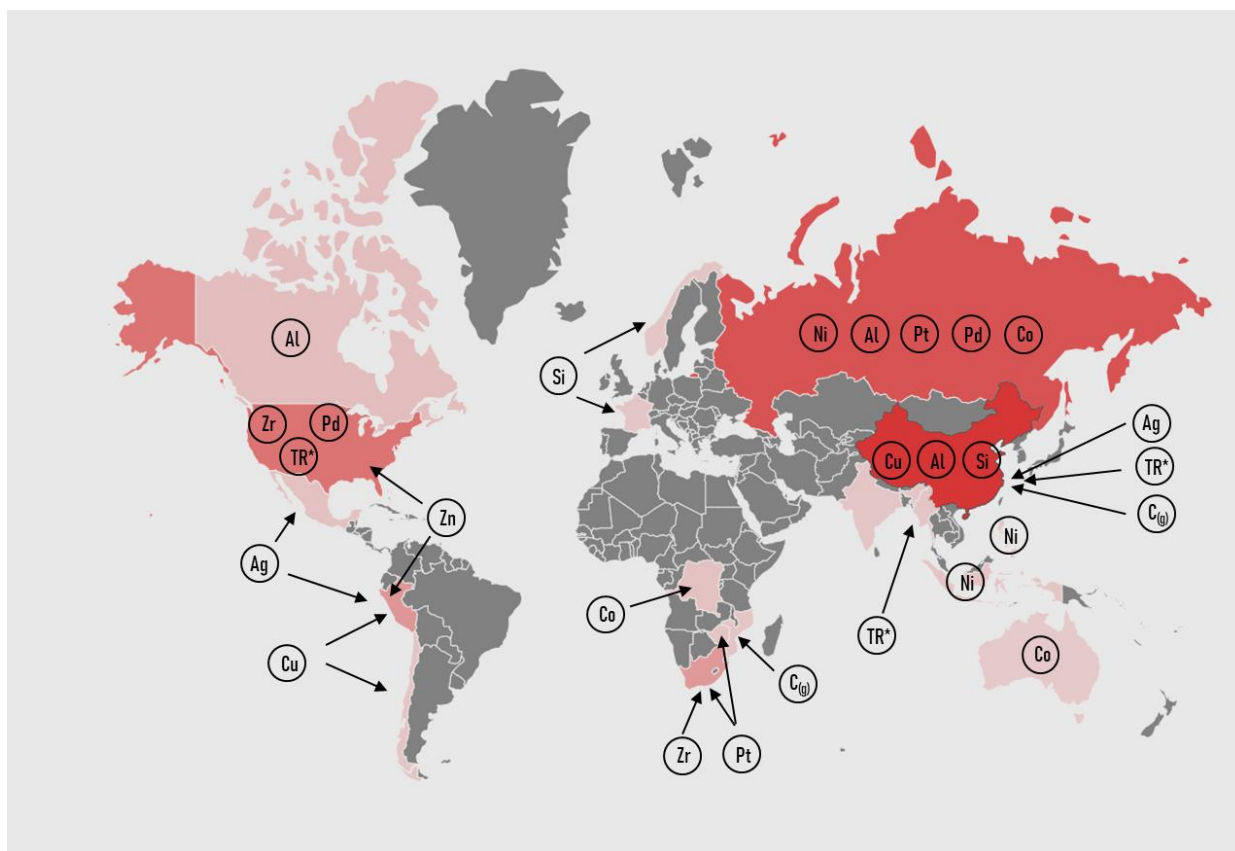
Les impacts de l'extraction de ces matériaux ne sont pas uniquement écologiques. Le recours aux populations locales pour accomplir ces tâches extractives commence à être fortement documenté. Ces travaux occasionnent des risques pour la santé des mineurs soit à cause de risques géologiques (effondrement) soit à cause de risques biologiques (toxicité des produits extraits).

Figure XLIV : Besoins en matériaux pour des secteurs-clefs de la filière hydrogène (blanc : nul, turquoise : modéré, vert : fort)



Source : The Role of Critical Minerals in clean Energy Transition, IEA

Carte XIX : Distribution géographique des matériaux nécessaires à la filière hydrogène (Al : Aluminium, Ag : Argent, C_(g) : Graphite, Co : Cobalt, Cu : Cuivre, Ni : Nickel, Pd : Palladium, Pt : Platine, TR : Terres Rares, Si : Silicium, Zn : Zinc, Zr : Zirconium)



Crédits : Institut Paris Region

Pour aller plus loin :

- Transition(s) 2050, Feuilleton « Les matériaux de la transition énergétique, un sujet critique », ADEME
- Critical Raw Materials for Strategic Technologies and Sectors in the EU, A Foresight Study, Commission Européenne
- Stratégie Nationale Bas Carbone sous contrainte de ressources, étude Institut national de l'économie circulaire (INEC), Capgemini, 2022

4.3 En France : une stratégie nationale et des plans régionaux

4.3.1 Présentation de la stratégie nationale et des études prospectives autour la filière hydrogène

L'émergence d'une stratégie nationale hydrogène française a été progressive. Tout d'abord, avec le Plan national hydrogène présenté en juin 2018, la France s'est positionnée via un document officiel, relativement tôt par rapport à d'autres pays. L'investissement initial était modeste, uniquement 100 millions d'euros, mais il faisait déjà intervenir de nombreux acteurs institutionnels comme la Banque des territoires, l'Agence Nationale de la Recherche (ANR), Bpifrance ou encore l'ADEME. Ce plan avait pour vocation de « verdir les technologies existantes » dans le secteur industriel fortement consommateur d'hydrogène. L'objectif avancé était de « fixer à 10% la part d'hydrogène produit à base de sources renouvelables à l'horizon 2023 ». Cet objectif ne sera, *a priori*, pas tenu d'ici 2023.

Puis en septembre 2020, dans le cadre du Plan de relance COVID, la *Stratégie nationale pour le développement de l'hydrogène décarboné en France* est lancée. L'hydrogène y est décrit comme une « des technologies de rupture » avec le monde existant et l'hydrogène utilisé doit être décarboné. Les emplois futurs de l'hydrogène sont présentés : décarbonation du secteur industriel, stocker de l'énergie et accompagner le développement d'une mobilité « sans émission ».

L'hydrogène décarboné de la stratégie française est un hydrogène produit par électrolyse « soit à partir d'énergies renouvelables soit à partir d'électricité décarbonée ». La distinction réalisée oblige de considérer l'électricité décarbonée comme une électricité nucléaire. Principalement perçues comme un vecteur de décarbonation, les capacités de stockage de l'énergie de l'hydrogène sont mentionnées au sein de cette stratégie. Celle-ci identifie trois objectifs :

- Installer suffisamment d'électrolyseurs pour apporter une contribution significative à la décarbonation de l'économie ;
- Développer les mobilités propres en particulier pour les véhicules lourds ;
- Construire en France une filière industrielle créatrice d'emplois et garante de notre maîtrise technologique.

Ces trois objectifs se déclinent en chiffres. D'ici 2030, une capacité de 6,5 GW d'électrolyseurs sont attendus sur le territoire français et une économie de 6 Mt de CO₂ grâce à l'hydrogène. A terme, la filière hydrogène devrait engendrer entre « 50 000 et 150 000 emplois directs et indirects en France »⁵⁸. 6,5 GW d'électrolyseurs correspond à une production annuelle d'hydrogène « décarboné » de 812 500 tonnes soit quasiment l'équivalent de la consommation d'hydrogène actuelle française. La quantité d'électricité nécessaire pour réaliser cet objectif est de 44,7 TWh. Actuellement, la production d'électricité d'origine éolienne est de 34,1 TWh quant à celle d'origine photovoltaïque, elle est de 11,6 TWh soit 45,7 TWh en additionnant ces deux sources d'électricité.

Initialement dotée de 7,2 milliards d'euros, les fonds alloués à la stratégie hydrogène ont été réévalués à la hausse en novembre 2021 avec un ajout de 1,8 milliards d'euros, portant l'enveloppe totale à 9 milliards d'euros.

Les scénarios de transition énergétique élaborés par différentes instances intègrent tous l'hydrogène à différents niveaux. Quatre organismes ont récemment publié des scénarios, deux organismes publics, le Réseau Transport Electricité (RTE) et l'ADEME ainsi que deux associations, Négawatt et le Shift Project :

- *Futurs Energétiques 2050, les scénarios de mix de production à l'étude permettant d'atteindre la neutralité carbone à l'horizon 2050* (Février 2022) RTE

- *Transition(s) 2050, Choisir pour le climat Agir pour le Climat* (Novembre 2021) ADEME

Une comparaison est proposée en annexes sur trois grands thèmes : la mobilité hydrogène, la production et le transport de l'hydrogène ainsi que les orientations stratégiques pour la filière hydrogène. Lorsqu'il a été possible de trouver des occurrences au sein du rapport du GIEC, en lien avec les propositions émises par les organismes précédemment cités, elles ont été précisées.

Pour aller plus loin :

- Décarboner l'industrie française sans la saborder, dans le cadre du Plan de Transformation de l'Economie française, The Shift Project
- Note de positionnement, Développer l'hydrogène : pourquoi et comment ?, Association Négawatt
- Futurs énergétiques 2050, Principaux résultats, RTE
- Transition(s) 2050, Choisir maintenant Agir pour le climat, ADEME
- Trajectoire pour une ambition hydrogène, France hydrogène

⁵⁸ Stratégie nationale pour le développement de l'hydrogène décarboné en France

4.3.2 La filière hydrogène au niveau régional

Avant que la stratégie nationale hydrogène ne soit adoptée en 2020, quelques régions s'étaient déjà positionnées tant auprès d'acteurs privés que sur des orientations et plans régionaux dédiés à l'essor d'une filière hydrogène. Dix régions ont ainsi déjà rédigé et voté un document de ce type : la Région Grand Est, la Région Normandie, la Région Hauts-de-France, la Région Nouvelle Aquitaine, la Région Centre Val-de-Loire, la Région Bretagne, la Région Provence-Alpes-Côte-D'azur, la Région Occitanie, la Région Île-de-France et la Région Auvergne Rhône Alpes. Les régions Pays de la Loire, Bourgogne Franche-Comté et Corse soutiennent et accompagnent des projets en lien direct avec l'hydrogène mais aucun plan ou stratégie rédigée n'ont encore été annoncés.

Les ambitions hydrogène des régions françaises sont, à nouveau, déterminés par des contextes spécifiques. Les particularités industrielles, économiques, géographiques des régions ne permettent pas une comparaison pertinente des différentes stratégies. Une présentation des initiatives mises en place par chacune d'entre elles a été choisie afin de rendre compte des opportunités et orientations stratégiques choisies.

La Région Auvergne Rhône Alpes

La Région a axé sa stratégie sur la mobilité hydrogène. Le plan « Zero emission valley », doté de 50 millions d'euros, a pour objectif de créer « un écosystème complet de mobilité hydrogène ». 20 stations hydrogène, 14 électrolyseurs installés et une flotte de 1200 véhicules sont les chiffres annoncés lors de cette stratégie. Ce plan est un partenariat public-privé associant la région Auvergne Rhône Alpes, trois entreprises Engie, Michelin et le Crédit Agricole ainsi que la Banque des Territoires. Il est lauréat d'un appel à projet européen nommé Connecting Europe Facility (CEF). C'est donc un projet de déploiement d'une infrastructure de mobilité hydrogène qui a été lancé.

La Région Bretagne

La région Bretagne a présenté en octobre 2020 sa feuille de route hydrogène. Il est scindé en trois grands axes :

- Développer des boucles locales pour amorcer l'usage de l'hydrogène renouvelable (infrastructures et usages)
- Positionner la filière bretonne de l'hydrogène dans ses domaines d'excellence (développement et innovation)
- Lancer un plan structurant d'investissements collectifs en Bretagne

Encore une fois, les spécificités territoriales sont au cœur de cette stratégie. Industrie maritime, énergies renouvelables maritimes et logistique agro-alimentaire structurent donc ce plan. Un mix entre développement d'une mobilité hydrogène terrestre pour les entreprises privées, développement d'écosystèmes portuaires et réponse aux enjeux énergétiques des territoires insulaires a donc été mis en place. Cette feuille de route s'inscrit dans un programme régional transversal dédié à la transition énergétique : la BreizhCOP. Pour compléter ces objectifs, un appel à projets a été lancé en septembre 2020. Finalement l'agence de développement économique Bretagne Développement Innovation, qui anime la démarche Bretagne Hydrogène Renouvelable a réalisé une carte pour visualiser quels projets ont déjà été lancés et leurs interconnexions.

Le positionnement de la région Bretagne diffère ainsi de celui de la Région Rhône Alpes Auvergne. Bien que souhaitant répondre aux enjeux de mobilité urbaine et logistique, la Région Bretagne a décidé d'adresser des thématiques supplémentaires en lien avec l'industrie et l'autonomie énergétique : c'est donc un plan transversal qui est à l'œuvre.

Une carte des projets hydrogène renouvelable est disponible sur le site internet de Bretagne Développement Innovation.

La Région Centre Val-de-Loire

La Région Centre Val de Loire a voté une feuille de route hydrogène en février 2021. Cette feuille de route suit une étude menée en 2020, nommée « écosystème hydrogène » et correspond aux objectifs fixés par le SRADDET, votée en 2019. La stratégie se décompose classiquement en cinq axes :

- Une gouvernance régionale pour accompagner la dynamique ;
- Une production régionale d'hydrogène vert ;
- Quels usages de l'hydrogène en Région Centre-Val de Loire ? ;
- L'engagement de la Région sur ses compétences ;
- Mobiliser la recherche, l'enseignement supérieur et la formation.

Ces cinq axes sont enrichis par une série de 26 mesures dont l'objectif est d'encadrer la réalisation de ces objectifs. L'approche de la Région est transversale et la stratégie propose ainsi d'utiliser l'hydrogène tant dans les mobilités que dans l'industrie ou le stockage énergétique. Des projets comme Methycentre, un démonstrateur de Power-to-Gas couplé à une unité de méthanisation (avec un stockage du surplus de production EnR dans le réseau gaz grâce à de l'hydrogène), émaillent le territoire.

Une carte des projets hydrogène renouvelable (H2R) est disponible sur le site de la Région Centre-Val de Loire.

La Région Grand Est

La Région Grand Est a publié une stratégie hydrogène pour la période de 2020-2030. La stratégie est plurithématique et se décline en cinq axes :

- Positionner l'hydrogène dans un mix énergétique pour couvrir les besoins des territoires ;
- Développer une mobilité lourde décarbonée ;
- Engager l'industrie dans la filière hydrogène et décarboner ses usages ;
- Favoriser l'accès aux connaissances et améliorer les compétences ;
- Organiser la gouvernance en lien avec les plans nationaux et européens.

Cette stratégie est mise en œuvre avec sept autres entités : l'Union européenne, l'ADEME, l'État (DIRECCTE et DREAL), la Banque des territoires, Bpifrance, le Pôle Véhicule du Futur, DinamHyse (le Club Hydrogène de la Région Grand Est). La stratégie repose sur de grands principes génériques sans entrer particulièrement dans les détails.

La Région Hauts-de-France

La Région Hauts-de-France a développé une feuille de route hydrogène en 2019. La Région a fait appel à Jérémie Rifkin afin de réaliser un plan global de transition énergétique « la Troisième Révolution Industrielle ». Au sein de ce plan, l'hydrogène tient une place importante pour répondre à l'objectif de « se doter de capacités de stockage de l'énergie ». La place de l'hydrogène se décline en plusieurs sous-objectifs :

- Transformation d'énergie électrique en hydrogène (stockage d'énergie) ;
- Utilisation de l'hydrogène dans les processus industriels fortement émetteurs de CO₂ ;
- Injection d'hydrogène (à hauteur de 20 %) dans les réseaux de gaz (Power-to-Gas) ;
- Production de méthane de synthèse à partir de CO₂ et d'hydrogène (méthanation) ;
- Micro-cogénération (électricité et chaleur) domestique.

La feuille de route identifie à la fois les atouts et les principales faiblesses de la région. Ce diagnostic a conduit à identifier des opportunités pour la filière régionale hydrogène :

- La position d'interconnexion du Nord européen à la fois pour les personnes et les biens ;
- Un fort tissu industriel qui a persisté. Répondre aux enjeux de décarbonation de ce tissu est ainsi mis au centre de ce plan ;
- La présence d'une structure dédiée à l'organisation et la coordination de projets concernant les énergies sur la région : Pôlenergie.

La Région Normandie

La Région Normandie a été la première région française à se positionner concrètement sur le développement d'une filière hydrogène et cela en deux temps. Tout d'abord, en 2016 avec le lancement du programme Eas-HyMob dont l'objectif est de faciliter le développement de la mobilité hydrogène. Puis en 2020, la Région Normandie a lancé son plan « Normandie hydrogène » avec un budget de 15 millions d'euros. A l'instar de la Région Bretagne, le plan normand intègre plusieurs thématiques telles que la mobilité hydrogène, l'autonomie insulaire, la production d'hydrogène et même la formation aux métiers de l'hydrogène. Ce plan hydrogène repose sur l'accompagnement et le financement de projets qui sont détaillés à la fois sur une carte et un document rédigé.

Une carte des projets hydrogène normands est disponible sur le site de la Région Normandie.

La Région Nouvelle-Aquitaine

La Région Nouvelle-Aquitaine a voté en octobre 2020 une feuille de route hydrogène puis en mars 2022 a été lancée une étude du potentiel régional hydrogène. Cette étude se concentre sur l'évaluation de la faisabilité technico-économique de la création d'une infrastructure de production et d'avitaillement hydrogène pour la mobilité lourde - routière et maritime - sur le territoire de la Nouvelle-Aquitaine en élaborant d'une part un maillage régional cohérent et réaliste, et d'autre part en se concentrant sur la mobilité lourde terrestre et maritime s'inscrivant dans les corridors. La feuille de route hydrogène, quant à elle se structure en « fiches-action » autour de qualités régionales pour mettre en place un « écosystème régional du stockage d'énergie ».

La Région Occitanie

En 2019, la Région Occitanie a lancé un Plan Hydrogène Vert s'inscrivant dans la stratégie Région à Energie Positive (RePOS) ainsi que de se positionner pour être la première région 100% renouvelable d'ici 2050. Doté de 150 millions d'euros sur la période 2019-2030, l'objectif est de générer à terme 1 milliard d'euros d'investissements. Ce plan s'oriente principalement sur la production d'hydrogène vert et le développement de la mobilité hydrogène. Ainsi les chiffres présentés lors de ce plan sont :

- L'acquisition de trois rames de train hydrogène
- La construction de quatre usines de production d'hydrogène
- La construction de 75 stations de distribution d'hydrogène
- L'acquisition de près de 4000 véhicules hydrogène

Ce plan s'appuie sur d'anciens projets soutenus par la Région Occitanie tels que HyPort et Hyd'Occ. HyPort a remporté l'appel à projets « Territoires Hydrogène » en 2016. L'APP était porté par Nouvelle France Industrielle, structure dont l'objectif a été de « réindustrialiser la France ». A certains égards, cet appel à projet peut être considéré comme les prémises du concept de l'APP Ecosystèmes territoriaux hydrogène porté dorénavant par l'ADEME. HyPort est une société développant des « écosystèmes » de production et de distribution d'hydrogène autour des ports et des aéroports. Deux sites ont été déployés : l'un à l'aéroport de Toulouse Blagnac et l'autre à l'aéroport de Tarbes Lourdes Pyrénées. Hyd'Occ est lauréat de l'appel à projet « Territoires d'innovation de grande ambition » et a pour objectif de créer une unité de production industrielle d'hydrogène vert au sein de la zone portuaire de Port la Nouvelle. Dans un premier temps, ce projet produira des quantités importantes d'hydrogène de 3 t/jour à 45 t/jour à long terme. Dans un deuxième temps, l'objectif est de stocker l'énergie électrique produite en surplus par un parc éolien offshore.

La Région Provence-Alpes-Côte-D'azur

La Région Provence-Alpes-Côte-D'azur a proposé un plan région hydrogène en décembre 2020. Un diagnostic des énergies renouvelables présentes sur le territoire, des projets en lien avec la thématique hydrogène ainsi que des potentiels de stockage géologique a été réalisé. Cette stratégie est divisée en quatre axes classiques :

- Décarboner la mobilité ;
- Décarboner l'industrie ;

- Produire de l'hydrogène renouvelable/bas carbone ;
- Structurer une filière « hydrogène » en Région Provence-Alpes-Côte d'Azur créatrice d'activité et d'emplois

Toutefois, des objectifs chiffrés et détaillés ont été réalisés pour chacune des quatre thématiques ainsi que des cartographies explicitant le diagnostic. Dans le document rédigé, il est possible de trouver pour chaque axe de priorité : des objectifs pour un point d'étape en 2027, l'explicitation du sous-objectif, les acteurs mobilisables, le budget régional estimé et les possibles subventions européennes. Parallèlement, la région s'appuie sur la réalisation antérieure de projets sur le territoire : MassHylia (cf. Chapitre 2), Jupiter 1000 (cf. Chapitre 3), Hynomed ou encore CATHyopé.

La Région Bourgogne Franche-Comté

Sans stratégie hydrogène rédigée, la Région Bourgogne Franche-Comté est particulièrement active en matière d'hydrogène. Le déploiement de la filière hydrogène s'appuie sur un socle universitaire (UTBM, FCLab...), un tissu industriel dynamique, constitué de start-up et de grands groupes, ainsi que de plusieurs pôles de compétitivité et clusters tels qu'Apristhy. Plusieurs projets hydrogène ont déjà émergé sur ce territoire pour le développement de l'hydrogène : une plateforme de test de piles à combustible, un laboratoire axé sur l'hydrogène, un institut de stockage de l'hydrogène à Dole. Comme H₂ Créteil, l'usine de production et de distribution d'hydrogène de Dijon (Côte-d'Or) est située à proximité de la centrale d'incinération des déchets.

La Région Pays de la Loire

La Région Pays de la Loire ne possède pas encore une stratégie hydrogène. Elle a décidé d'investir 100 millions d'euros, d'ici 2030, dans le développement de la mobilité hydrogène. Les investissements seront distribués entre des usines de production hydrogène, la création d'un maillage de stations de distribution ainsi que pour l'acquisition de véhicules hydrogène pour la mobilité routière et ferroviaire. Le plan d'investissement n'a pas la complexité d'autres stratégies, toutefois la prise en compte de la nécessité d'un maillage et son accompagnement est important si un jour le développement d'une mobilité hydrogène à grande échelle voyait le jour.

La Région Île-de-France

La Région Île-de-France a adopté en novembre 2019 une charte « Île-de-France Territoire hydrogène » inscrite dans la stratégie régionale énergie climat adoptée en 2018. Cette charte se concentre sur la thématique mobilité hydrogène. L'identification des qualités énergétiques, environnementales et le besoin d'articuler les différents types de mobilité (électrique et GNV) sont mis en avant.

La Région Île-de-France se positionne en faveur du développement de l'hydrogène issu d'électricité renouvelable et de récupération en accord avec la stratégie énergie climat. La définition de la notion d'« écosystème mobilité hydrogène » comme un territoire au sein duquel une logistique de production et de distribution est organisée simultanément est donnée. La mise en place de cette typologie d'écosystème est accompagnée de recommandations comme le développement d'un réseau de stations de recharges, la diversification de l'offre de véhicules et la production d'hydrogène local et décarboné. Pour ces trois points, la Région Île-de-France propose d'accompagner les porteurs de projets. Au cours des années suivantes, la Région a accompagné financièrement des projets de station de distribution hydrogène et a financé, en 2019, une étude nommée *Proposition d'ambition hydrogène décarboné en Île-de-France 2020-2050*. Cette étude présente une projection des besoins en hydrogène et de l'évolution de la flotte de véhicules hydrogène sur une durée de trente ans. Depuis lors, la Région a financé 11 projets hydrogène pour un montant total de 14 millions d'euros. Ces projets concernent la mobilité hydrogène ainsi que le développement de briques technologiques.

Ayant identifié l'Axe Seine comme l'un des bassins hydrogène français, un travail est mené avec la Région Normandie pour accompagner son évolution. En phase avec les déploiements de projets nationaux comme celui-ci d'Haropa, la Région Île-de-France a un œil sur le développement régional de la filière et un œil vers l'extérieur et les grands axes structurants nationaux qui traversent le territoire francilien.

4.3.3 Emergence d'études prospectives locales

Afin de se positionner en accompagnement de la filière hydrogène, différents acteurs réalisent des études prospectives pour identifier les besoins en hydrogène de leurs territoires et pour déterminer les conditions d'implantation d'une filière hydrogène sur le dit territoire, notamment en prévision de futures sessions de l'appel à projets dédié de l'Ademe et des dispositifs d'aide de la Région Île-de-France. Ces études répondent aux ambitions portées par l'hydrogène et à l'effervescence du contexte actuel. Ainsi, en Île-de-France, il est possible d'indiquer quatre études en cours de discussion ou de réalisation.

Le Syndicat des Énergies de Seine-et-Marne a lancé une étude de préfiguration pour le développement d'une filière Hydrogène ou gaz renouvelable ou bas carbone en Seine-et-Marne. Les objectifs sont clairs : réaliser un état des lieux du territoire comprenant à la fois une étude prospective des gisements et ressources du territoire mais aussi les potentiels de valorisation qui y sont liés.

Le Syndicat Intercommunal pour la Gestion de l'usine d'Incinération de Déchets Urbains de la Région de Sarcelles (SIGIDURS), avec le SIGEIF et le Syndicat du Val d'Oise a lancé une étude d'opportunité et de faisabilité pour la mise en place d'un écosystème hydrogène autour de l'Unité de Valorisation Énergétique (UVE) située dans le Val d'Oise. A l'instar du projet H2 Créteil, l'objectif est d'identifier les potentiels de production de l'UIDND par rapport aux autres usines de production en Île-de-France et de comprendre si l'implantation d'une usine de production d'hydrogène en complément de cette unité était pertinente au niveau local.

La communauté d'agglomération Roissy Pays de France et l'Etablissement Public Territorial Paris Terres d'Envol ont lancé une étude d'opportunité d'une filière locale de production-utilisation d'hydrogène sur le territoire du Grand Roissy (combinaison de la communauté d'agglomération et de l'EPT). La finalité est la mise en place d'un écosystème territorial utilisant de l'hydrogène. Ainsi, cette étude devra identifier les entités consommatrices d'hydrogène sur la zone préalablement choisie avec une spécification sur les acteurs de la logistique et des besoins en mobilité des collectivités publiques et structures privées présentes sur le territoire. Un état des lieux des consommations électriques et de la production d'électricité renouvelable sur le territoire est par ailleurs demandé.

En septembre 2021, l'association France Hydrogène a publié une étude nommée *Trajectoires pour une ambition Hydrogène*. Faire correspondre les objectifs fixés par la stratégie nationale hydrogène avec des scénarios de déploiement territoriaux a animé la rédaction de ce document. En conclusion de cette réflexion, l'identification de sept « bassins géographiques » considérés comme des « points d'ancrage d'un déploiement massif où la mutualisation de la production et des usages permettra de réduire les coûts » a été initiée. Ces sept bassins correspondraient à terme à 85 % de la demande totale d'hydrogène française. Par conséquent, France Hydrogène estime qu'investir majoritairement au sein de ces territoires est la démarche la plus pertinente. La finalité de cette exploration est la création d'une « feuille de route à enrichir et partager entre les acteurs de la filière et l'État (...) ». Cet examen indique en complément la nécessité de relier les bassins hydrogène entre eux grâce à un réseau de canalisations dédiées. Citant l'étude *European Hydrogen Backbone*, France Hydrogène transmet sa volonté d'inscrire la France dans un marché européen de l'hydrogène.

Actuellement, une étude est en cours de réalisation sur le territoire Vallée de Seine. La Vallée de Seine a été identifiée parmi les sept grands bassins hydrogène français avec trois départements dont les besoins en hydrogène excèdent les 10 kilotonnes annuels. Cet exercice a pour vocation de caractériser plus finement le tissu d'acteurs composant ce bassin. Une identification des besoins actuels et projetés est ainsi réalisée afin de faire correspondre au mieux les zones de production potentielle avec des prospects économiques.

La coopération des agences d'urbanisme de la Vallée de la Seine s'est parallèlement penchée sur la question globale de la décarbonation de l'axe Seine et a produit une carte résumant les enjeux et opportunités existantes sur le territoire.

Pour aller plus loin :

- *Trajectoires pour une ambition Hydrogène*, France Hydrogène, septembre 2021
- *Cahiers Vallée de Seine Intermodalité et décarbonation des flux*, décembre 2021

Synthèses et recommandations

L'évolution rapide de la filière hydrogène dans le monde, en France et en Île-de-France indique un changement de paradigme : le nombre de stratégies nationales et les financements associés ont augmenté drastiquement ces dernières années. Pour les premiers investisseurs de la filière, ce sont des nouvelles positives tant il est compliqué pour la filière hydrogène d'être économiquement viable et cela pendant encore quelques années. Depuis quelques décennies, le contexte géopolitique mondial autour des énergies fossiles et marchés internationaux a toujours été mouvant. Les conditions actuelles, les crises énergétique et géopolitique avec comme toile de fond la guerre ukraino-russe et la crise environnementale, ont certainement amplifié un mouvement de fond existant depuis une petite dizaine d'années.

Les enjeux de criticité des matériaux, fortement révélés par les besoins générés par le développement de la mobilité électrique et la construction d'installations EnR, sont au cœur de l'émergence d'une société intégrant l'hydrogène comme composante essentielle à son système énergétique. La diffusion des limites écologiques et économiques de cette situation est essentielle. S'appuyer sur l'hydrogène pour assurer une transition énergétique est pertinent, transmettre des messages de sobriété via un axe nouveau l'est tout autant. Une géopolitique de l'hydrogène voit ainsi le jour tant à propos des filières d'approvisionnement des matériaux et savoir-faires nécessaires au bon fonctionnement de la filière que des relations entre pays producteurs et consommateurs. Le positionnement rapide et fort de nombreux pays, il ne s'est déroulé que deux ans entre le Plan Hulut et la stratégie nationale hydrogène, n'est donc pas une surprise.

Au-delà d'un contexte international, les Régions se sont quasiment toutes mobilisées. Les compétences régionales d'aménagement du territoire et de développement économique sont des outils prépondérants à l'implantation et à l'atterrissage local de l'hydrogène sur les territoires. En fonction des spécificités locales, les ambitions, moyens financiers et humains et thématiques sont variés. Toutefois, en dépit des motivations et des efforts de chacune, ce rapport identifie un besoin de coordination au sein de cette échelle administrative. Tant pour l'essor de la mobilité électrique hydrogène que pour la production et la distribution de l'hydrogène, des décisions structurant le territoire français sont nécessaires. Développer des visions interrégionales et réfléchir à limiter les effets de bord aux frontières administratives seront des sujets centraux.

La Région Île-de-France s'est positionnée en 2019 via la création d'un Club Hydrogène et par un accompagnement financier de projets hydrogène. Consciente de l'importance de l'Axe Seine, la Région a commencé à travailler avec la Région Normandie pour réduire les émissions de GES de la Vallée de la Seine grâce au développement d'EnRR mais aussi grâce à l'hydrogène. La position particulière de l'Île-de-France, nœud routier, logistique et infrastructurel, implique une forte responsabilité dans le développement harmonieux d'une filière hydrogène.

Chapitre 5 - Vers des écosystèmes territoriaux hydrogène

L'identification d'écosystèmes territoriaux hydrogène poursuit deux objectifs :

- Permettre l'émergence et le développement d'une filière hydrogène respectueuse des promesses environnementales avancées ;
- Anticiper et accompagner la planification territoriale de l'implantation de la filière hydrogène est le second bénéfice liée à cette identification de ces territoires.

En effet, les contraintes géographiques, urbaines et industrielles du territoire francilien contraignent la mise en place d'une filière autonome. Pourtant, la Région Île-de-France est fortement sollicitée par des entreprises privées pour les accompagner à mener des projets hydrogène, principalement des stations de distribution et des transformations de flottes captives dans la mobilité terrestre.

Mentionné à de nombreuses reprises, le terme « écosystème territorial » n'a cependant pas été défini précisément. Ce concept sera explicité à partir de définitions existantes. L'emprunt au biomimétisme sera ainsi questionné. Il serait contraire à la notion première d'écosystème, porteuse de diversité, de restreindre le concept d'écosystème territorial à une unique représentation. Les chapitres précédents avaient pour objectif de souligner des possibilités, limites, besoins et spécificités d'une filière hydrogène tandis que ce chapitre propose de faire atterrir ces connaissances théoriques et de les confronter aux spécificités territoriales franciliennes.

Une typologie de différents types d'écosystèmes sera ainsi proposée. L'utilisation de cette typologie permettra d'anticiper les impacts potentiels de l'implantation d'un projet ainsi que de distinguer et hiérarchiser un projet d'écosystème. Cette classification est une base de réflexion destinée à fournir les informations nécessaires à la réalisation de choix politiques régionaux dans l'accompagnement de ces projets.

A la suite d'une analyse cartographique multicritères (39 bases de données sur l'industrie, la logistique et l'intermodalité, les énergies renouvelables, les contraintes environnementales et les risques), un modèle, dont l'objectif est la détermination de la pertinence des territoires à accueillir des écosystèmes territoriaux hydrogène, a été réalisé. Six cartes thématiques localisent et interrogent les conclusions théoriques présentées. Finalement, trois cartes ont été réalisées dans l'optique de se projeter sur des localisations précises.

5.1 Définition du concept d'écosystème territorial hydrogène

La définition du concept d'écosystème territorial hydrogène est centrale à l'identification de leurs potentielles localisations sur le territoire francilien. Pour comprendre les origines de ce terme, il est possible de s'appuyer sur les définitions proposées par France Hydrogène, l'ADEME ainsi que le CNRS.

La définition du CNRS est la définition biologique d'un écosystème. La mise en parallèle de cette définition avec les autres permet de comprendre les origines de l'utilisation de ce mot. La définition s'expose ainsi :

« Un écosystème est un ensemble vivant formé par un groupement de différentes espèces en interrelations, entre elles et avec leur environnement, sur une échelle spatiale donnée. L'écosystème regroupe des conditions particulières et permet le maintien de la vie. Et réciproquement, cette vie constitue et maintient l'écosystème.

Par leurs interactions entre elles et avec l'environnement, les espèces modèlent l'écosystème qui de ce fait évolue dans le temps. Il ne s'agit donc pas d'un élément figé, mais d'un système issu de la coévolution entre les différents êtres vivants et leurs habitats. De plus, il est très difficile de délimiter un écosystème - et on le fait souvent de manière arbitraire - car il ne possède pas toujours de frontières physiques. »

Cette définition interpelle pour deux raisons. La première est la dimension d'échelle spatiale donnée. Cette notion doit nous amener à questionner l'échelle locale de la notion d'écosystème territorial hydrogène. Comme mentionné dans le chapitre 4, décorrélér l'inscription régionale d'une filière hydrogène d'événements extérieures à cette échelle administrative n'est pas possible. Les décisions politiques nationales auront nécessairement des retombées sur les orientations régionales. Les projets européens tels qu'*European Backbone* ajoutent encore une échelle supranationale. De l'écosystème territorial local à l'écosystème interrégional en passant par l'écosystème régional, il est possible d'envisager des péréquations nécessaires à l'implantation d'une filière hydrogène résiliente.

Le second enseignement de cette définition réside dans la notion d'interaction. Chaque partie d'un écosystème produit nécessairement des externalités positives et négatives. Reconnaître que la filière hydrogène, comme toute filière de production, est forcément productrice d'externalités négatives et positives permet d'intégrer *a priori* les problématiques accompagnant son développement. L'identification de ces externalités positives et négatives et l'intégration de ce savoir dans le développement d'un écosystème territorial permettront d'assurer une pérennité aux projets d'écosystèmes ainsi qu'une intégration dans son environnement immédiat.

La définition proposée par France Hydrogène est ainsi formulée :

« Issue des sciences biologiques, la notion d'écosystème s'est étendue à de nombreuses autres activités et sciences, notamment la géographie. Ici, nous utilisons cette notion pour mettre en avant les caractéristiques de certains territoires.

En effet, la montée en puissance d'activités spécifiques ouvre la voie à l'implantation progressive d'acteurs dans un espace donné. Des relations et connexions vont se créer avec comme objectif d'assurer la pérennité des activités, grâce à une continuité des usages et une adaptation, plus ou moins précoce, aux changements liés aux évolutions techniques. Ainsi, les connexions vont s'étoffer et les échanges de flux se densifier : l'emprise sera croissante sur un périmètre plus ou moins vaste (de la commune à tout un pays, voire plus). »

L'écosystème territorial hydrogène de France Hydrogène est défini à la fois par les relations activités/acteurs et leurs connexions sur un territoire donné. Ainsi, cette définition est orientée autour des questions de faisabilité des projets et territoires hydrogène. Elle explicite le besoin d'avoir une densité de connexions voire une densification dans l'optique de projets futurs. Le développement de réseaux comme supports d'un développement économique harmonieux en respect des objectifs de transition énergétique est au cœur de cette définition. Majoritairement tournée vers un système dual de production/consommation, cette définition ne permet pas de capter l'essence de la notion d'écosystème. Toutefois, la notion d'échelle et sa relativité en fonction des connexions potentielles sont abordées. Pour France Hydrogène, l'écosystème territorial hydrogène est l'extension d'un marché économique grâce à une nouvelle molécule : l'hydrogène.

La définition d'un écosystème territorial hydrogène de l'ADEME a été donnée au sein de l'appel à projets lancé par l'établissement pour financer des écosystèmes territoriaux hydrogène au regard de critères environnementaux et économiques. Cette définition est donc garante de la position de l'ADEME. La définition est ainsi formulée :

« L'ADEME définit EcosysH2 comme un appel à projets dont l'objectif est de coupler offre et demande dans les territoires. Cet appel à projets porte un regard fort sur les usages existants en particulier les consommations actuelles d'hydrogène en tant qu'hydrogène matière et les potentiels nouveaux usages tels que la mobilité des personnes et des marchandises. A l'instar de la taxonomie verte européenne ces projets doivent :

Réduire l'impact de ces secteurs sur le changement climatique, d'améliorer la qualité de l'air et de valoriser les ressources renouvelables dans les usages finaux ;

Identifier les conditions de déploiement optimales au regard des autres solutions technologiques en place ;

Développer des plateformes de production / consommation à l'échelle des territoires de taille suffisante pour s'approcher des pivots de rentabilité. »

Cette définition est la prolongation de la notion d'Ecologie Industrielle et Territoriale (EIT) appliquée à l'hydrogène. En effet, la loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte définit l'écologie industrielle territoriale comme :

« consistant (...) sur la base d'une quantification des flux de ressources, et notamment des matières, de l'énergie et de l'eau, à optimiser les flux de ces ressources utilisées et produites à l'échelle d'un territoire pertinent, dans le cadre d'actions de coopération, de mutualisation et de substitution de ces flux de ressources, limitant ainsi les impacts environnementaux et améliorant la compétitivité économique et l'attractivité des territoires ».

L'EIT est l'un des sept piliers de l'économie circulaire définie par l'ADEME.

Au regard de la définition donnée par le CNRS, la notion d'écosystème territorial hydrogène pourrait être plus contraignante pour les projets futurs. Ce choix est motivé d'une part par le grand nombre d'acteurs privés souhaitant se positionner comme pionniers de la filière en devenir. D'autre part, l'utilisation de l'hydrogène, à destination d'ambitions écologiques et énergétiques, n'est pas un acquis et un encadrement juridique *a priori* jalonnait de bases saines le développement d'une « économie de l'hydrogène ».

L'objectif d'un écosystème territorial hydrogène est de s'inscrire durablement sur un territoire via l'utilisation de la molécule d'hydrogène. Par conséquent, la notion d'écosystème territorial hydrogène ne remet pas en question l'impératif économique de coupler offre et demande au sein du territoire.

La connaissance des potentiels de production d'EnRR sur le territoire d'installation d'un écosystème territorial hydrogène est centrale pour établir un bilan énergétique précis et comprendre les limites énergétiques du territoire envisagé. Des mécanismes de compensation entre différents territoires pourront combler les déficits potentiels. Mettre en exergue les limites du territoire francilien est essentiel dans une transition écologique et énergétique.

Les modes de distribution et de stockage de l'hydrogène devront être réfléchis et présentés en amont des projets pour permettre d'anticiper les impacts sur le territoire.

Une analyse des externalités positives engendrées devrait être réalisée afin que l'implantation d'un écosystème territorial hydrogène aide à transformer le territoire l'accueillant. La production d'oxygène via l'électrolyse de l'eau ou l'accompagnement à l'intermodalité sont des exemples d'externalités positives à ne pas sous-estimer.

5.2 Une typologie d'écosystèmes territoriaux hydrogène

Une typologie d'écosystèmes territoriaux hydrogène présente l'intérêt de pouvoir caractériser et classer les projets structurés selon les usages de l'hydrogène. Les attentes portées par la molécule doivent être mises en parallèle avec la mise en œuvre de projets. Les données et chiffres-clefs présentés dans cette étude permettent de mieux comprendre la filière hydrogène ainsi que ses enjeux et limites. Les données relatives aux besoins quantitatifs en hydrogène liés aux secteurs d'utilisation de la molécule d'hydrogène sont présentées dans l'annexe *Chiffres-clefs de la filière hydrogène*.

En partant de la définition d'un écosystème territorial hydrogène, il est possible de distinguer sept thématiques structurant cette notion :

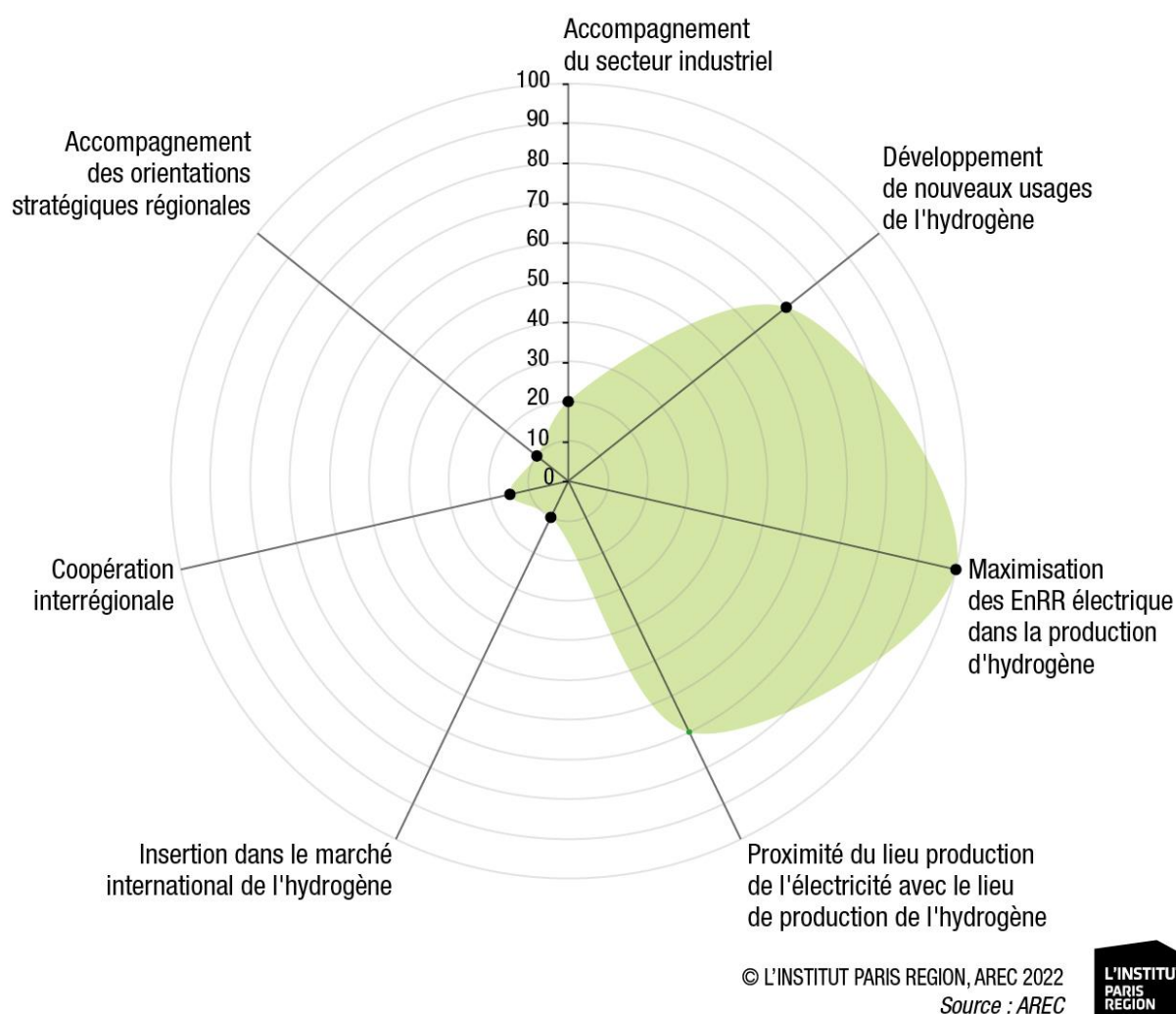
- Accompagnement du secteur industriel
- Développement de nouveaux usages de l'hydrogène
- Maximisation des EnRR
- Proximité de production de l'énergie
- Insertion dans le marché international de l'hydrogène
- Accompagnement des orientations stratégiques régionales
- Coopération interrégionale

Pour pouvoir qualifier un écosystème territorial hydrogène selon ces sept thématiques, chaque projet doit être considéré selon ses besoins, ses limites et ses retombées positives et négatives. Cette proposition de typologie cherche à identifier clairement les atouts et les faiblesses de chaque projet d'écosystème territorial hydrogène. L'objectif n'est pas de hiérarchiser ces différents types d'écosystèmes mais de permettre aux décideurs d'avoir une vue d'ensemble du projet d'écosystème territorial hydrogène en cours de réflexion. Pour illustrer ce propos, quatre types d'écosystèmes différents ont été détaillés. La réalité des projets sera plus complexe, toutefois appréhender les caractéristiques fondamentales de chaque écosystème permettra la mise en place d'une base de réflexion commune entre acteurs et décideurs.

Ecosystème local

L'écosystème local et prudent permet d'accompagner un besoin identifié sur un territoire et d'y répondre, au maximum, avec les moyens énergétiques et fonciers présents à proximité. Par essence, les projets correspondant à ce type d'écosystèmes ont pour objectif de répondre à une problématique simple, sans nécessité de s'agrandir outre mesure. C'est l'écosystème à l'échelle la plus locale, il incarne la représentation d'un écosystème aux frontières fermées et au territoire restreint : c'est la typologie la plus proche de l'approche biomimétique initiale. Répondre à l'enjeu de décarbonation d'une flotte captive de bus ou d'autocars, est un exemple-type de cet écosystème. Les projets tels qu'H2 Créteil (cf. Chapitre 3), Vallée Sud Mobilités ou AuxHygen (à Auxerre) sont emblématiques de « l'écosystème local et prudent ». Il est possible de considérer ce type d'écosystème comme un premier pas vers une intégration au sein d'une filière hydrogène. Les impacts de cet écosystème sur d'autres secteurs d'activités ou d'autres politiques publiques seront limités.

Figure XLV : Ecosystème local



Ecosystème industriel

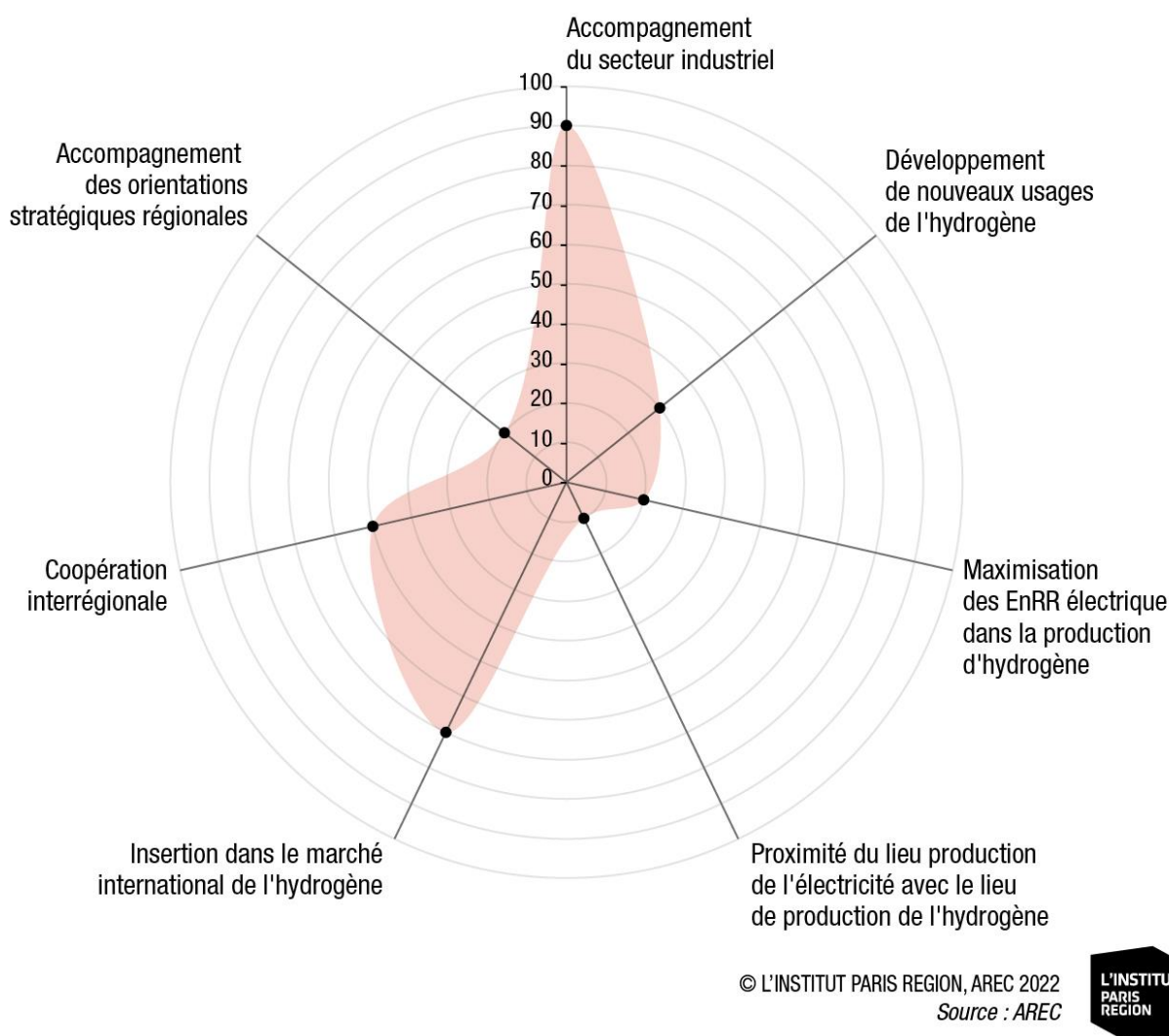
L'accompagnement à la décarbonation d'un secteur industriel ou la volonté politique de réindustrialiser un territoire grâce à de l'hydrogène seraient les portes d'entrée de l'écosystème industriel et ambitieux. Ambitieux, il devra l'être pour produire des quantités d'hydrogène renouvelable ou bas-carbone suffisantes à la décarbonation du secteur industriel ou de l'industrie choisie. Ce choix impliquera de forts besoins électriques, augmenter la production d'électricité et identifier les lieux dédiés feront partie des enjeux liés à ce type d'écosystème. Il sera difficile, voire impossible, de produire l'ensemble de ces besoins énergétiques sur le territoire. Une certitude, la question du foncier destiné à l'accueil de l'usine de production d'hydrogène sera une problématique à envisager dès le départ.

Les risques technologiques liés à la production, à la distribution et au stockage seront inhérents à ce type d'écosystème. La question de l'acceptabilité sociale émergera certainement lors des concertations publiques. Le développement de nouveaux usages de l'hydrogène sera secondaire lors de la mise en place de ce type d'écosystèmes : seuls les surplus de production pourront être utilisés.

Cet écosystème incitera fortement à l'intégration dans le marché international de l'hydrogène par le besoin d'une infrastructure de transport d'hydrogène conséquente mais aussi par l'insertion des produits fabriqués dans le secteur industriel choisi dans un marché économique large.

Masshyla (cf. Chapitre 1), Hynovi (cf. Chapitre 1) ou encore Air Liquide Normandy sont représentatifs de la vision portée par cet écosystème.

Figure XLVI : Ecosystème industriel

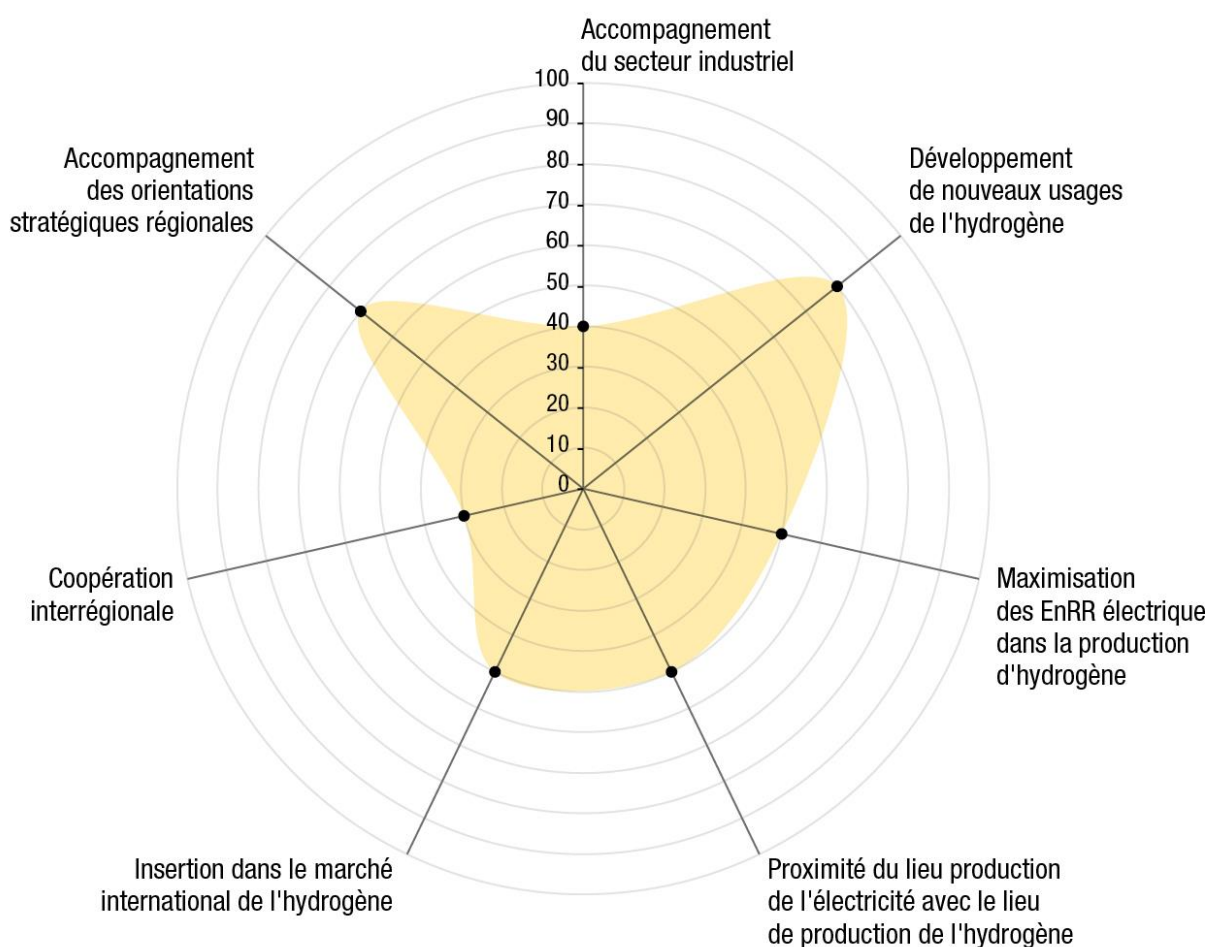


Ecosystème démonstrateur

Certains territoires abritent des secteurs d'activités fortement spécialisés. Accompagner l'évolution de ces secteurs par l'hydrogène passe par l'essai de nouvelles technologies ou de nouveaux procédés. L'utilisation de l'hydrogène peut conditionner l'implantation de ces nouveautés. Un écosystème territorial hydrogène comme démonstrateur régional est alors envisagé. Cet écosystème étant fortement associé à de nouveaux usages, les quantités d'hydrogène nécessaires seront variables et pourraient ainsi faire émerger les mêmes questionnements que pour l'écosystème industriel et ambitieux. Toutefois, l'accompagnement des orientations stratégiques territoriales devraient être l'un des guides à la mise en place de ce type d'écosystèmes. En expansion, l'enracinement de la filière hydrogène dans la région francilienne est cours. Un démonstrateur se révèle d'autant plus pertinent que les vertus souhaitées par son installation cascaden sur des thématiques connexes. Par conséquent, la notion d'exemplarité est souvent associée à celle de démonstrateur. Idéalement, l'énergie ou les matières au cœur du projet soit à trouver à proximité.

Actuellement à l'état embryonnaire, le projet H2 Hub Airport illustre la notion d'écosystème démonstrateur régional : il mérite une attention particulière pour comprendre les écueils à surmonter et améliorer en continu les connaissances autour de la filière hydrogène.

Figure XLVII : Ecosystème démonstrateur régional



© L'INSTITUT PARIS REGION, AREC 2022
Source : AREC

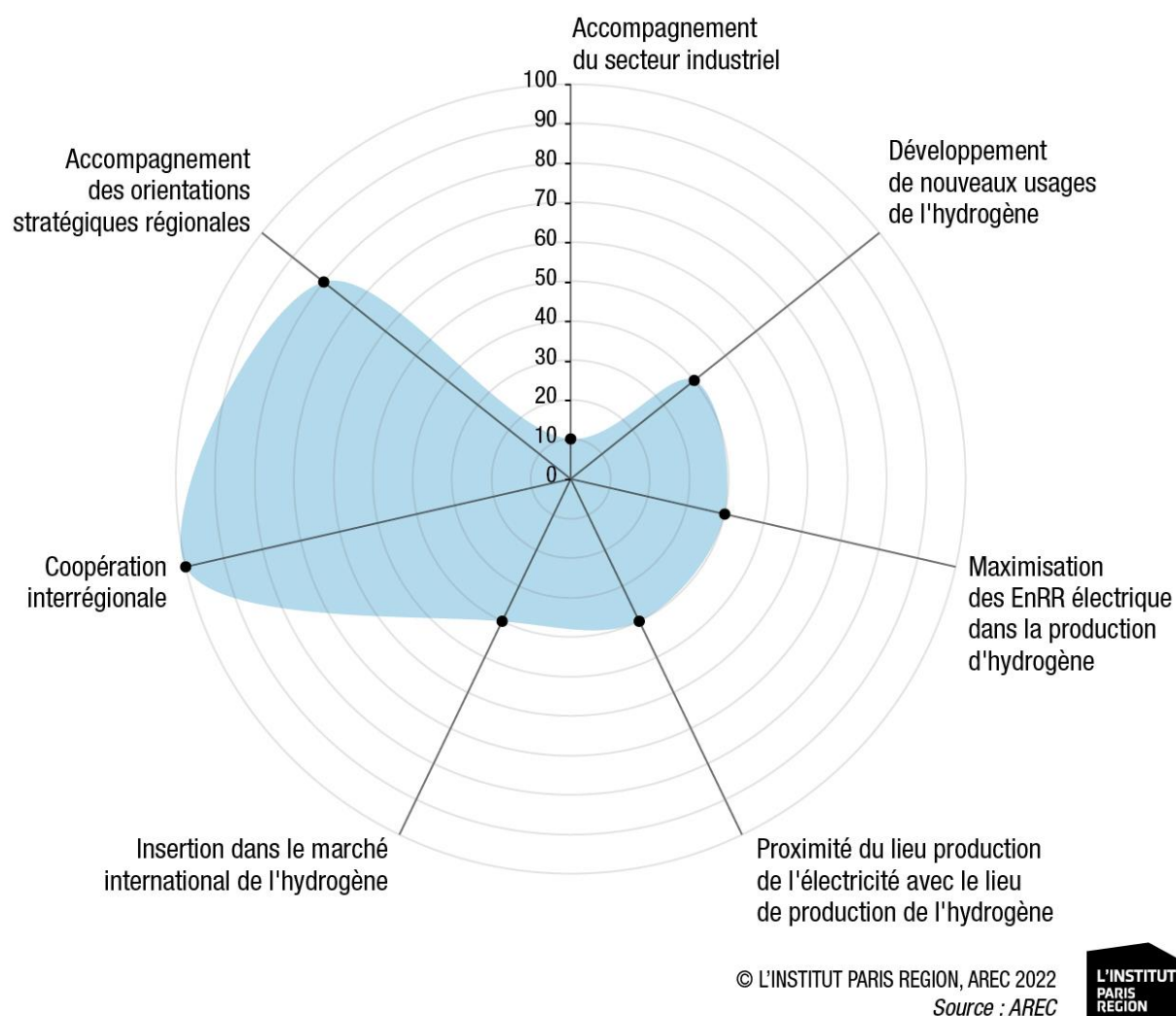


Ecosystème de planification et coopération

La question des échelles pour la notion d'écosystème territorial hydrogène est centrale dans le dernier type d'écosystème présenté. L'écosystème de planification et coopération territoriale a pour objectif de construire des projets communs entre plusieurs régions. Cet écosystème pose ainsi des questions plus vastes que les écosystèmes locaux comme par exemple celles de l'autonomie énergétique, de la sécurité d'approvisionnement en hydrogène grâce à des méthodes de stockage ou encore le concours à la réalisation d'orientations stratégiques communes. Le dépassement des échelles administratives inhérent à la mise en place d'une filière hydrogène structurée est ainsi abordé en amont.

En fonction des objectifs fixés lors de la coopération territoriale, ce type d'écosystèmes sera protéiforme. Aujourd'hui, à notre connaissance, seul le projet Hydrogène Axe Seine mêle deux échelles administratives autour de la question de l'hydrogène. La présence de l'axe fluvial Seine est le catalyseur de cette ambition partagée.

Figure XLVIII : Ecosystème de coopération et planification territoriale



5.3 Représentations et analyses cartographiques

Afin d'expliciter et de transposer la définition d'écosystème territorial hydrogène sur le territoire francilien, des données compilées par l'Institut Paris Region et ses partenaires ont été utilisées ainsi que les données disponibles sur le site internet *data.gouv*. Six cartes thématiques liées à la définition d'un écosystème territorial hydrogène ont ainsi été réalisées :

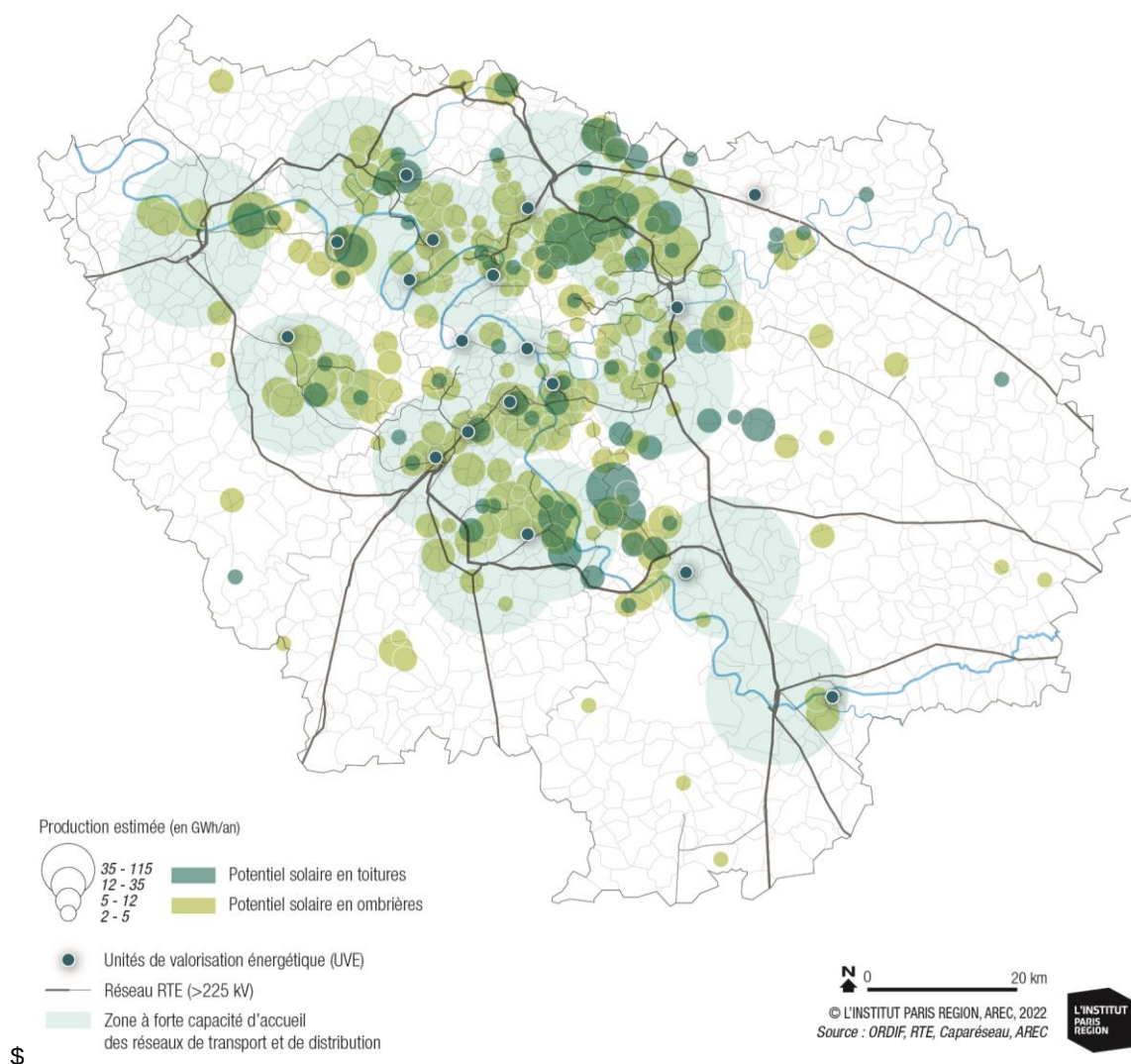
- **Carte** *Potentiel d'énergies renouvelables et de récupération électrique– Focus sur le solaire et la valorisation énergétique des déchets*
- **Carte** *Mobilité terrestre hydrogène – Logistique routière, ZFE et zones d'activités : la solution hydrogène-énergie*
- **Carte** *Les Infrastructures multimodale en Île-de-France – L'hydrogène, un nouveau vecteur d'intermodalité*
- **Carte** *Des secteurs industriels en Île-de-France – Industries et sites en lien avec l'hydrogène*
- **Carte** *Principaux risques naturels et technologiques en Île-de-France – Une anticipation nécessaire au développement d'une filière hydrogène*
- **Carte** *Externalités positives – Des impacts positifs à l'implantation d'une filière hydrogène*

Trois cartes de simulation ont été réalisées grâce à la compilation des données recueillies et présentées au sein des six cartes thématiques. Une pondération en fonction de l'importance des critères nécessaires à la réalisation d'un écosystème territorial hydrogène a été effectuée. La mise en exergue de territoires localisés, présentant des caractéristiques propres à l'installation de projets d'écosystèmes territoriaux hydrogène, est ainsi disponible. Ces cartes finalisent le travail de cette étude.

La carte Potentiel d'énergies renouvelables et de récupération électrique – Focus sur le solaire et la valorisation énergétique des déchets a pour objectif d'indiquer les potentiels d'électricité renouvelable sur le territoire francilien ainsi que les énergies de récupération. La représentation géographique de ces données montre la fraction du potentiel actuel de production d'électricité renouvelable francilien identifiée comme pertinente pour la filière hydrogène. Ce potentiel doit être tempéré à l'aune de l'utilisation de cette potentielle production. En effet, ces potentiels de production ne peuvent pas tous être utilisés pour produire de l'hydrogène par électrolyse : de nombreuses autres utilisations de l'électricité sont possibles par exemple alimenter le réseau électrique domestique ou continuer la réduction de l'utilisation de combustibles fossiles au sein d'industries et de territoires logistiques. Parallèlement les besoins électriques pour de nouveaux usages telles que la mobilité électrique ou l'alimentation des data centers apparaissent en constante augmentation. La seconde information apportée par la carte Potentiel EnRR est la localisation de territoires présentant de forts potentiels de production. L'objectif de cette étude est de soutenir le développement de l'hydrogène « renouvelable » en priorité et cette carte traduit cet objectif.

La compilation des cartes de potentiel solaire et de valorisation énergétique des déchets (cf. Chapitre 2) a été réalisée. La localisation des lignes à haute tension a été intégrée ainsi que les capacités d'accueil du réseau RTE (via la base Caparésau). L'apport de cette donnée est relatif à la nécessité d'être relié à un poste transformateur pour délivrer l'électricité produite par une centrale électrique (qu'elle soit éolienne, photovoltaïque ou de cogénération).

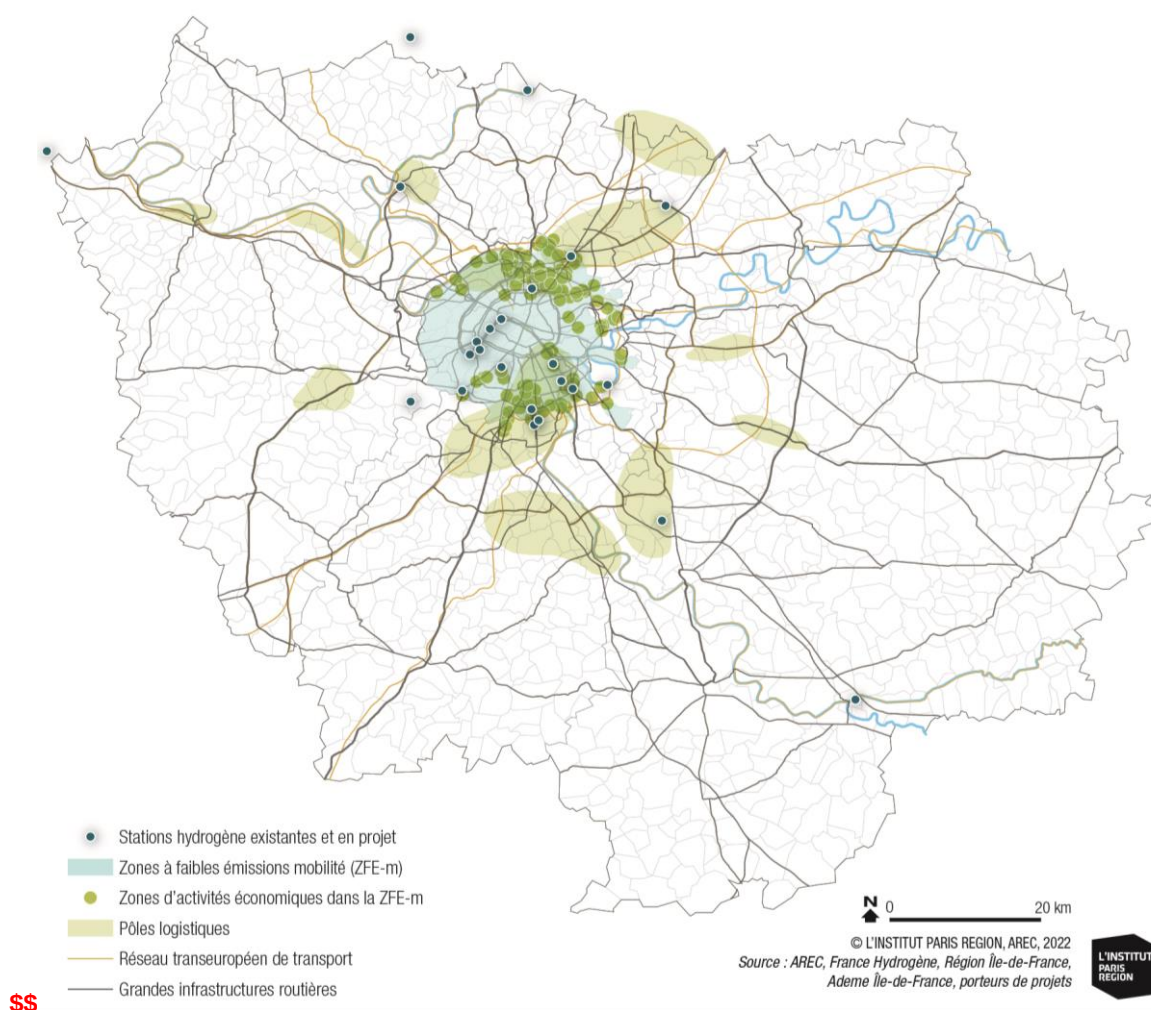
Carte XX: Potentiel d'énergies renouvelables et de récupération électrique – Focus sur le solaire et la valorisation énergétique des déchets



La carte *Mobilité terrestre hydrogène – Logistique routière, ZFE et zones d'activités : la solution hydrogène-énergie* répond à la potentielle future utilisation de l'hydrogène comme vecteur énergétique pour la mobilité routière. Cette carte compile les données présentées sur la carte de localisations des stations de distribution hydrogène (cf. Chapitre 1) ainsi que le réseau RTE-T pour l'obtention de subventions européennes, la ZFE et les sites d'activités économiques. La mobilité routière hydrogène a été identifiée comme principalement pertinente pour les poids lourds et les flottes captives. Cette carte n'identifie pas les flottes captives les plus adéquates à un passage à une mobilité hydrogène. Ce travail nécessite une échelle bien plus fine.

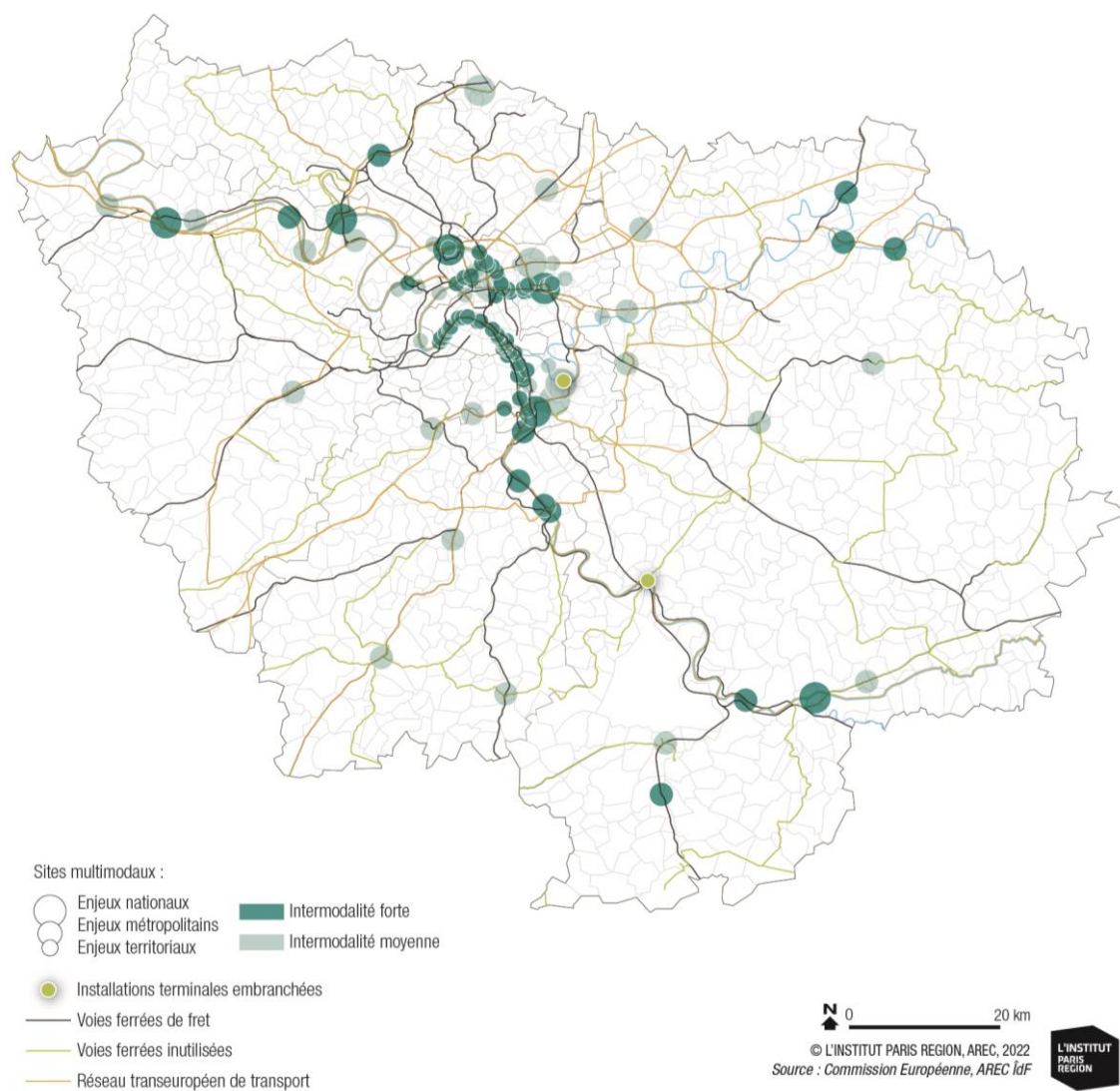
L'état des lieux du maillage territorial actuel des stations de distribution hydrogène permet d'identifier les zones nécessitant l'implantation de nouvelles stations et d'alerter sur les risques de concentration de stations à certains endroits. La ZFE est présentée comme une incitation supplémentaire au développement de stations de distribution hydrogène dans un périmètre environnant proche, particulièrement pour les entreprises logistiques se situant au sein de celle-ci.

Carte XXI : *Mobilité terrestre hydrogène – Logistique routière, ZFE et zones d'activités : la solution hydrogène-énergie*



Le développement de l'intermodalité pour la logistique est un enjeu identifié par le SDRIF-E et l'hydrogène pourrait être une aide supplémentaire à son développement. Par conséquent, une carte *Les Infrastructures multimodale en Île-de-France – L'hydrogène, un nouveau vecteur d'intermodalité* présentant les territoires logistiques et les différentes voies de circulation les traversant a été réalisée. Une mise en avant des territoires au sein desquels se croisent au moins trois moyens de locomotion parmi la mobilité aéroportuaire, fluviale, routière et ferroviaire a été réalisée. Le réseau de fret ferroviaire inutilisé a été ajouté aux données participant à la réalisation de cette carte. Cette carte porte ainsi un double objectif : souligner les liaisons de fret inutilisées entre différents centres logistiques et identifier les lieux de forte concentration intermodale. La réactivation de ces liaisons participerait au développement de l'intermodalité et de la réduction de la congestion routière.

Carte XXII : Les Infrastructures multimodale en Île-de-France – L'hydrogène, un nouveau vecteur d'intermodalité

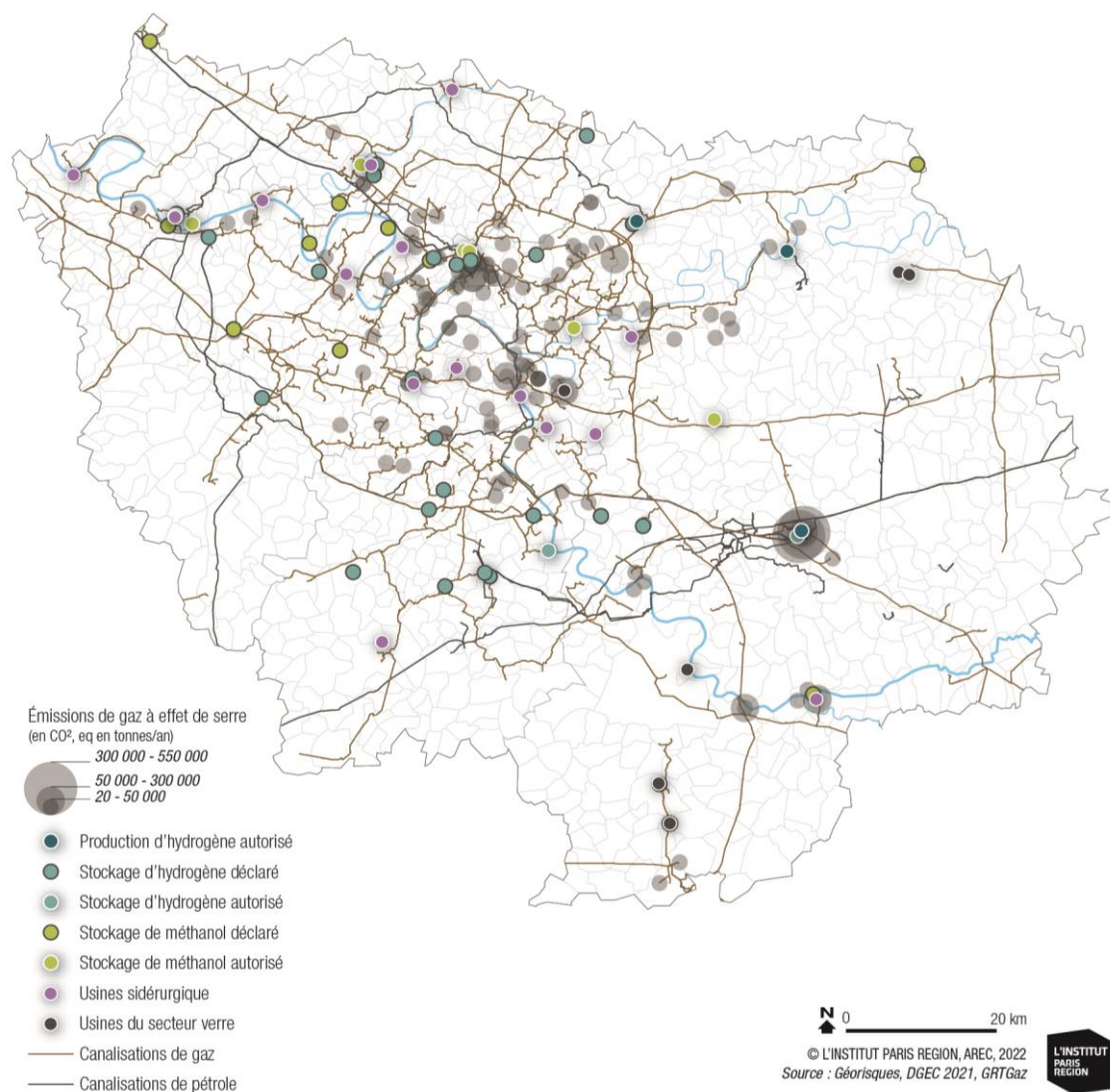


La carte *Des secteurs industriels en Île-de-France – Industries et sites en lien avec l'hydrogène* identifie à la fois les zones actuelles de production et de stockage de l'hydrogène en Île-de-France et les localisations d'activités pouvant accueillir de l'hydrogène dans leurs procédés. Cette carte compile ainsi les données des ICPE 4715 (production d'hydrogène), 3420 (stockage d'hydrogène) et 4722 (stockage de méthanol) mais aussi les datas centers et les industries verrières. La notion de stock n'indique pas les flux associés et donc les besoins quotidiens en hydrogène.

En supplément, les datas centers enrichissent cette liste : leurs forts besoins de stabilité électrique indiquent que des groupes électrogènes hydrogène pourraient être une des solutions envisageables. Les réseaux gaziers et pétroliers ont été adjoints afin de rendre compte de l'utilisation du sous-sol francilien pour cet usage et d'inciter à réhabiliter ces infrastructures pour accueillir de l'hydrogène, lorsque c'est possible.

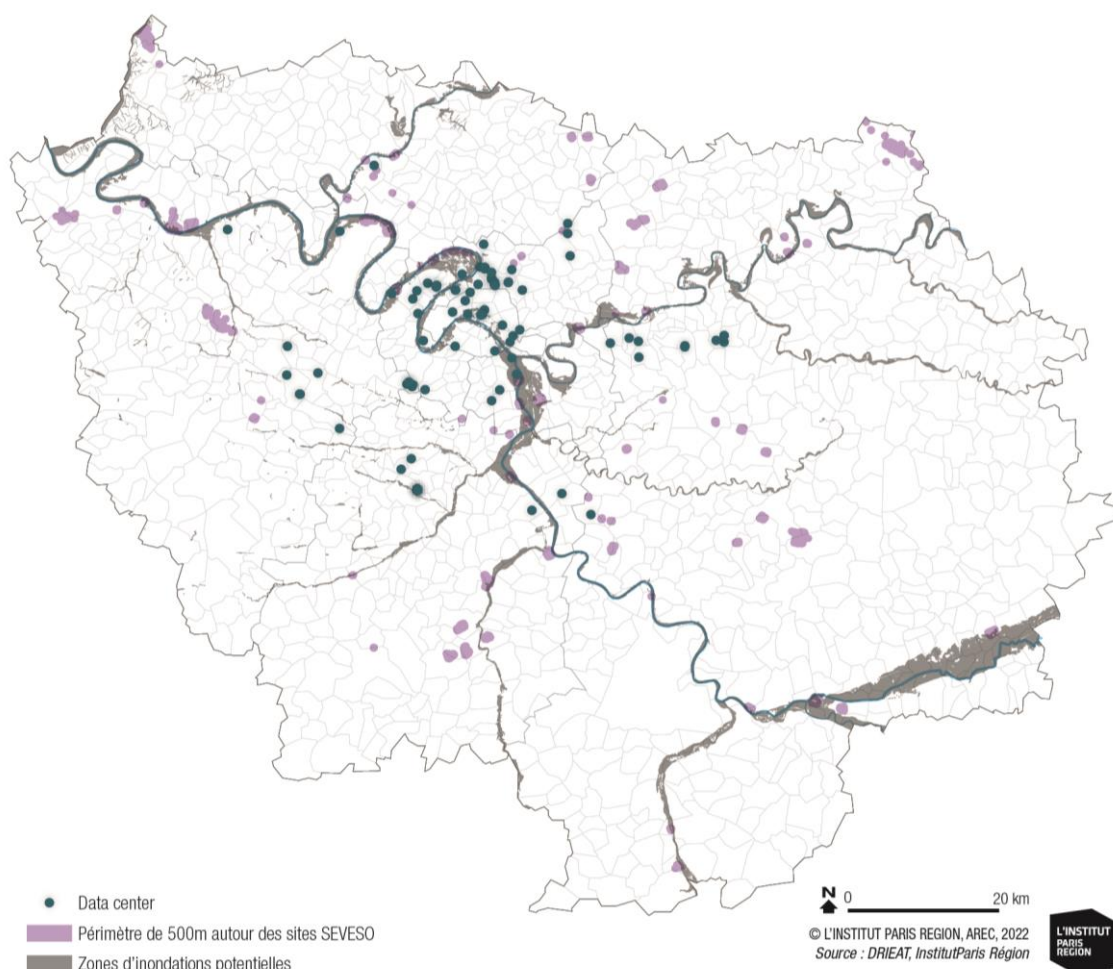
Cette carte présente ainsi les grands centres industriels et les connexions infrastructurelles entre eux en Île-de-France. L'hydrogène pourrait être considéré comme un vecteur pour la réindustrialisation. La compréhension des localisations et pressions territoriales de la filière industrielle en Île-de-France est une donnée essentielle pour alimenter les réflexions autour de cette thématique.

Carte XXIII : Des secteurs industriels en Île-de-France – Industries et sites en lien avec l'hydrogène



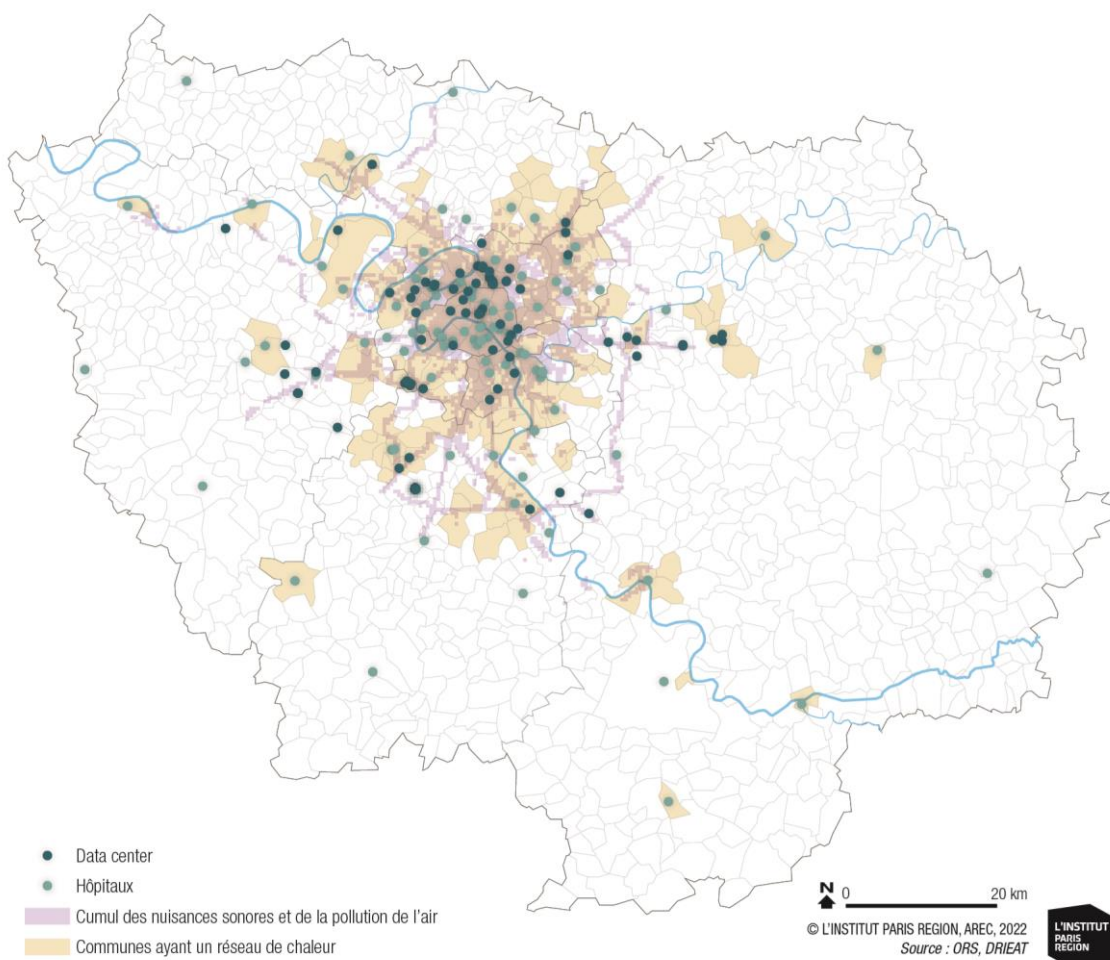
La carte Principaux risques naturels et technologiques en Île-de-France – Une anticipation nécessaire au développement d'une filière hydrogène exprime les externalités positives de la filière hydrogène et les territoires d'implantation à risques de la filière. Pour ce faire, une exploitation des données sur les nuisances en Île-de-France a été réalisée. Les avantages immédiats de l'utilisation de l'hydrogène en mobilité sont l'amélioration de la qualité de l'air et des niveaux sonores. Les externalités négatives du trafic routier, en termes de pollution de l'air et de bruit, méritent d'être adressées et il existe une disparité géographique de ces nuisances au sein du territoire francilien.

Carte XXIV : Principaux risques naturels et technologiques en Île-de-France – Une anticipation nécessaire au développement d'une filière hydrogène



La production d'oxygène grâce à l'électrolyse de l'eau est souvent négligée. En effet pour chaque kilogramme d'hydrogène, 8 kilogrammes d'oxygène sont produits. Les utilisations de l'oxygène sont multiples et un diagnostic des besoins en oxygène sur le territoire d'implantation d'un projet d'écosystème territorial hydrogène devrait être réalisée pour étudier les possibilités de valorisation de l'oxygène coproduit. Sur la carte *Externalités positives – Des impacts positifs à l'implantation d'une filière hydrogène*, la localisation des hôpitaux ayant besoin de cette molécule quotidiennement a été sélectionnée ainsi que les cours d'eau en manque d'oxygène en Île-de-France. Ces choix ont été réalisés toujours dans l'idée que l'hydrogène peut mettre en lumière certaines problématiques régionales, en considérant toutefois que la faisabilité technico-économique de valorisation de l'oxygène coproduit reste à démontrer. À noter que l'autorité environnementale a souligné ce levier de valorisation dans son avis sur le projet Air Liquide Normandy (ex. H2V Normandy) d'électrolyse de 200 MW à côté de la zone industrielle de Port-Jérôme. Une des autres voies serait l'injection de l'oxygène dans des procédés de combustion en vue de les améliorer.

Carte XXV : Externalités positives – Des impacts positifs à l'implantation d'une filière hydrogène



Les risques liés à l'implantation d'un écosystème territorial hydrogène sont doubles : un territoire à fortes contraintes réglementaires liées à des risques naturels ou technologiques et la nécessité de limiter l'artificialisation des terres. Pour mettre en exergue ces caractéristiques, les données concernant les territoires à haut risques d'inondation ainsi que les implantations des usines Seveso ont été utilisées. Pour les besoins en foncier, les données compilées dans la base friche de l'Institut Paris Region ont été utilisées. Certains territoires accueillent plus de friches que d'autres et l'exploitation de ce foncier est une des solutions pour limiter l'artificialisation des zones.

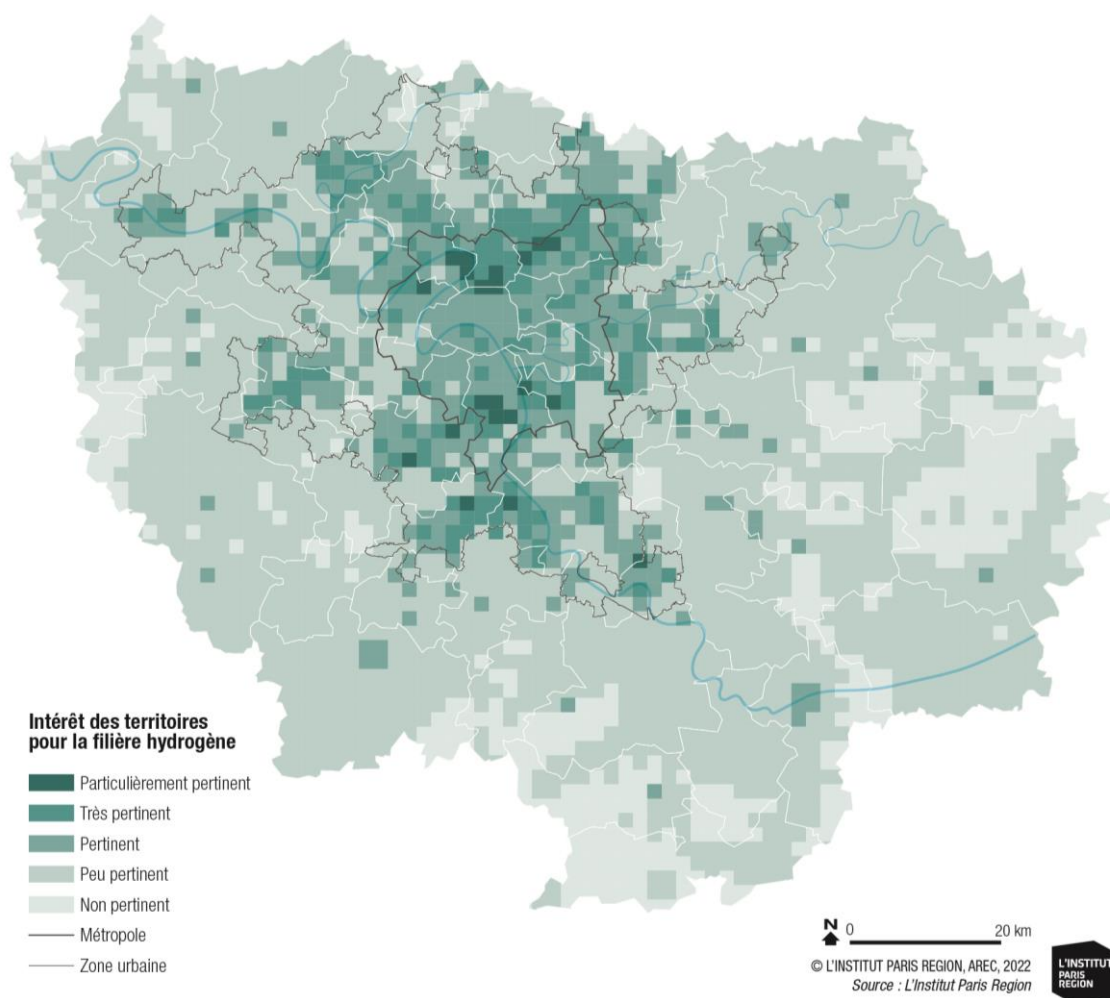
5.4 Analyse régionale et prospective d'identification de territoires à fort potentiel hydrogène

Pour conclure, un travail d'identification et de prospection a été réalisé. Ce travail a été effectué à une échelle régionale dans l'optique de localiser les territoires à fort potentiel hydrogène. Ainsi, une grille de 2 km sur 2 km a été apposée sur le territoire francilien et une pondération des jeux de données utilisés pour la réalisation des cartes thématiques a permis la mise en valeur de territoires précis. A partir de la typologie d'écosystèmes territoriaux hydrogène réalisée, trois pondérations différentes ont été appliquées. L'ensemble des critères de pondération se trouve dans l'annexe *Méthodologie de construction de l'outil d'identification des territoires à fort potentiel hydrogène*.

Ce travail d'anticipation a pour objectif à la fois d'inciter les territoires et les acteurs de ces territoires à se saisir de l'opportunité hydrogène grâce à des cadres de réflexions complets et complexes, mais aussi de disposer d'une vision globale du territoire francilien pour accompagner de manière cohérente le développement de projets actuellement portés par des acteurs privés, développement par essence désordonné puisque n'étant pas dicté par une vision holistique. Cette critérisation vise à cibler prioritairement les zones d'intérêt pour démarrer la filière.

Les résultats obtenus présentent des tendances et il sera toujours nécessaire d'effectuer des études complémentaires, locales en intégrant contraintes et spécificités invisibles à l'échelle régionale.

Carte XXVI : Carte d'identification selon la typologie "Ecosystème local"



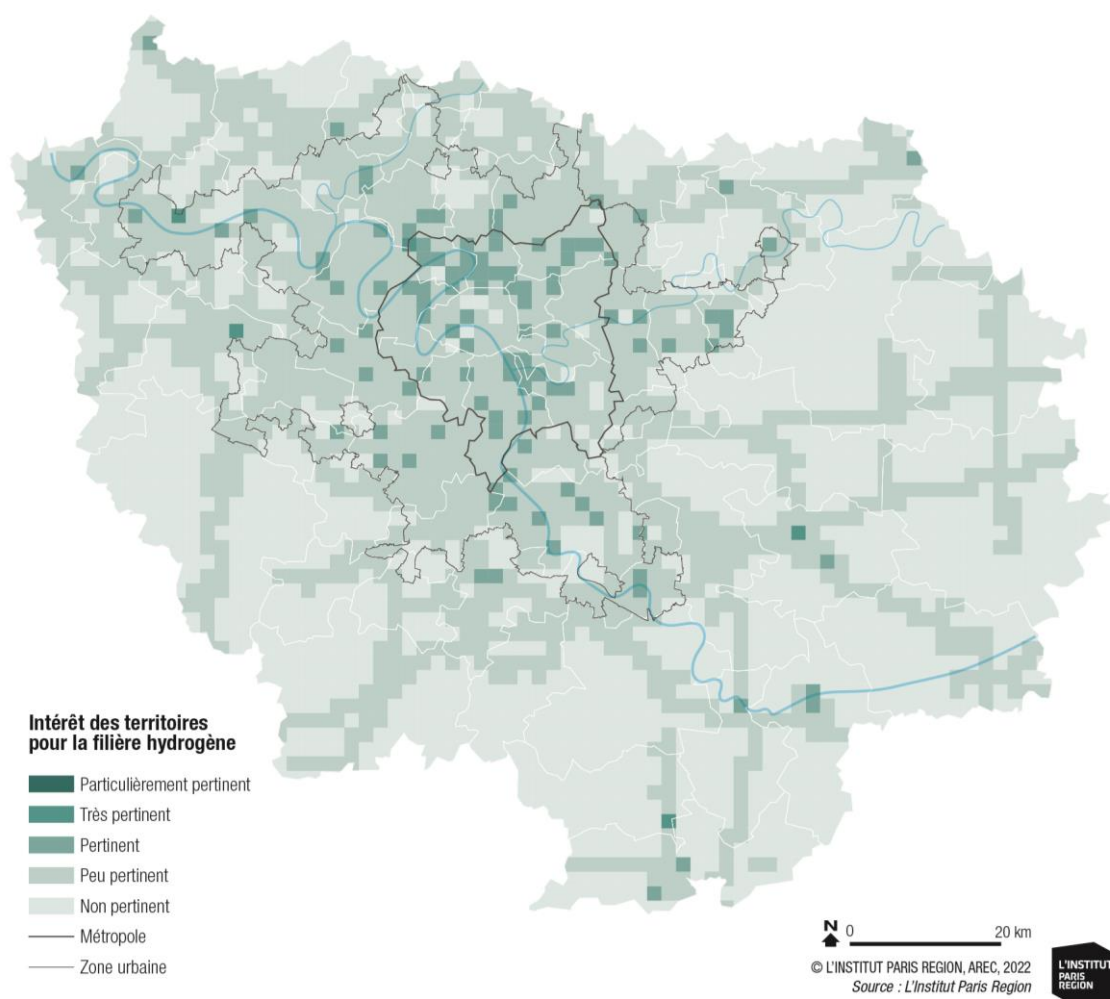
Cette typologie est en adéquation avec les orientations régionales de développement de la mobilité hydrogène. Selon les conclusions de l'étude, ce sont les mobilités véhicules lourds et les flottes captives qui doivent être préférées, toutefois il est difficile de ne pas installer aussi un réseau de stations pour les véhicules personnels. Territoire fortement irrigué par des chaînes logistiques complexes, la mobilité hydrogène de certaines flottes de véhicules est un des enjeux de la région Île-de-France.

Pour un écosystème local, le réseau RTE-T est une source d'intérêt moindre puisque cela signifie l'inscription dans une dimension européenne. Cependant des ambitions d'intermodalité peuvent exister au sein de ce type d'écosystème. En effet, la logistique urbaine représente de véritables défis à relever par les collectivités territoriales concernées. Ce type d'écosystème existerait à proximité des zones logistiques grâce aux nombreuses toitures et ombrières pouvant accueillir des panneaux photovoltaïques. Finalement la ZFE est un fort enjeu local et cette typologie d'écosystème s'inscrit dans la résolution de celui-ci.

Les zones particulièrement pertinentes identifiées sur cette carte corroborent les premières implantations de projets de stations d'avitaillement d'hydrogène et de projets de construction d'électrolyseurs de taille commune (2 MW).

Des zones d'intérêt se confirment, souvent attenantes à une activité logistique avec un potentiel solaire important en toiture ou parking. L'ensemble de ces territoires avec une densité urbaine moyenne peuvent toutefois être visés pour de la production d'énergies renouvelables et d'hydrogène, par exemple pour approvisionner des zones urbaines plus contraintes en foncier.

Carte XXVII : Carte d'identification selon la typologie "Ecosystème industriel"

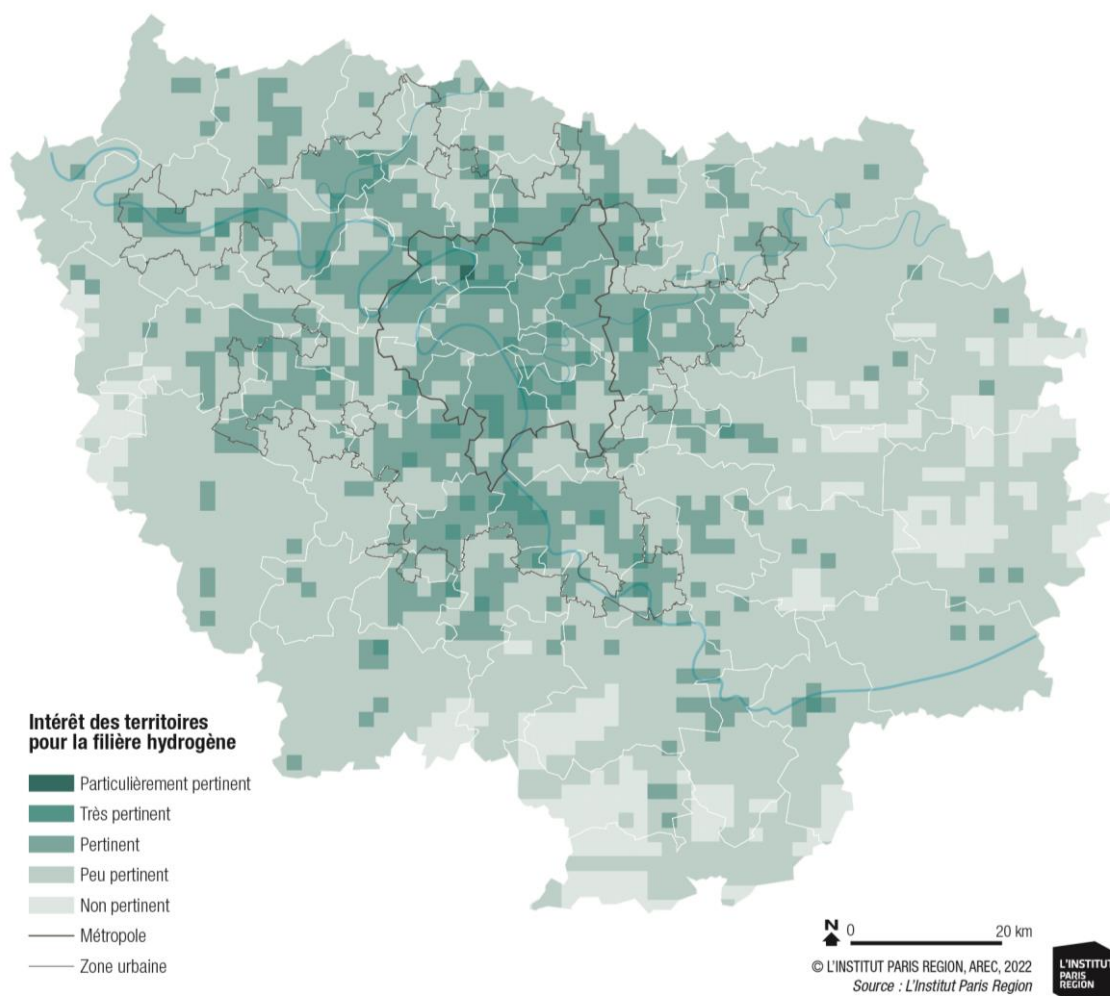


Ces projets d'écosystèmes ont pour but de répondre aux enjeux de réduction des émissions de GES du secteur industriel en Île-de-France. Le développement de ce type d'écosystèmes pourrait constituer un axe d'une stratégie de réindustrialisation. Les spécificités territoriales franciliennes induisent dès aujourd'hui et dans le futur des questionnements sur la capacité territoriale de production d'hydrogène. A l'instar de l'électricité ou du gaz, l'hydrogène pourrait être produit hors Île-de-France et y être acheminé. Un besoin d'infrastructures de transport de l'hydrogène s'avère nécessaire entre les territoires pertinents pour une forte production d'hydrogène et les territoires consommateurs d'hydrogène. Une production et un stockage massif d'hydrogène à proximité de ces sites consommateurs peuvent être un atout dans une vision d'écologie industrielle et territoriale. En effet, à court terme le stockage de l'hydrogène à proximité pourrait être conçu dans une optique de sécurité et à terme, l'implantation d'une usine d'hydrogène renouvelable et bas-carbone de grande quantité au sein de ce territoire peut être un vecteur de transition.

Plusieurs territoires sont révélés par l'implémentation de cette typologie. Ainsi, l'ouest francilien et le bassin de Seine constituent une région propice au développement de la filière : constat déjà émis par la Région Île-de-France et France Hydrogène. D'autres points d'intérêts potentiels sont dévoilés par cette carte, principalement situés en Seine-et-Marne : le sud du territoire abritant la présence d'industries verrières et sidérurgiques. La transformation de ces secteurs d'activités est nécessaire pour atteindre les objectifs climatiques.

Sur un site unique, situé à Grandpuits dans la Seine-et-Marne, plus de 65 000 tonnes d'hydrogène sont utilisées chaque année en Île-de-France pour produire des engrais chimiques (soit au minimum 8% de la consommation annuelle française, approximativement 800 000 tonnes par an). Décarboner la totalité de l'hydrogène utilisé sur ce site permettrait de réduire de 1,5% les émissions annuelles de GES franciliennes. L'impact sur le paysage territorial de ce type d'écosystème sera bien plus important que celui produit par la typologie d'écosystèmes locaux. Toutefois, alors que l'acceptabilité sociale sera un enjeu intrinsèque à l'expansion des écosystèmes industriels, ce type d'écosystème doit inciter à réfléchir aux impacts fonciers, écologiques et paysagers de nos modes de vie.

Carte XXVIII : Carte d'identification selon la typologie "Ecosystème démonstrateur régional"



Cette typologie d'écosystème présente le modèle le plus polyvalent. En effet, un démonstrateur n'est pas soumis aux mêmes objectifs de cohérence traversant un écosystème local et ni aux objectifs économiques et écologiques associées aux écosystèmes industriels. Les vocations de l'écosystème démonstrateur sont adaptées en fonction du niveau de maturité des procédés et technologies expérimentés. Une approche équilibrée des usages, de la production et des externalités positives ainsi que des risques est ainsi mise en avant.

La vision transversale de ce type d'écosystème permet parallèlement d'identifier des territoires ayant été mis de côté par les deux précédentes technologies, bien plus spécifiques. Ainsi de nombreuses zones se situant en grande couronne sont révélées alors qu'elles étaient considérées non pertinentes ou peu pertinentes dans les deux premières cartes conclusives.

Synthèses et recommandations

Centrale dans cette étude, la notion d'écosystème territorial hydrogène repose sur des constats et des composantes intangibles. Première composante, un pilier économique, dont l'objectif est d'assurer une pérennité aux projets hydrogène, insiste sur l'adéquation entre lieu de production d'hydrogène et sécurisation des usages. Deuxièmement, une nécessité de faire évoluer les pratiques industrielles et de mobilité pour réduire leurs impacts sur le dérèglement climatique et la biodiversité.

Pour autant, il était impossible de donner une unique définition de la notion d'écosystème selon nous : les quatre typologies d'écosystème local, industriel, démonstrateur et de coopération interrégionale ont permis de préciser les spécificités et attentes autour de la notion d'écosystème territorial. En effet, croiser ces constantes avec les spécificités régionales, territoriales et locales fait émerger une pluralité de la notion. Entre un écosystème local et un écosystème industriel, les différences sont nombreuses. Par exemple, l'échelle de ces deux écosystèmes et par extension la typologie de production de l'hydrogène utilisés sont fondamentalement différentes et des enjeux, des avantages et des risques différents en découlent. Il est impossible de comparer un projet d'écosystème visant de nombreux usages variés et fins avec un usage massif et centralisé. Pourtant, les retombées de ces deux écosystèmes peuvent être considérables.

La compréhension de ces différentes typologies et des cadres réglementaires, des besoins énergétiques et des retombées climatiques sont nécessaires à l'accompagnement des choix politiques encadrant le développement d'une filière hydrogène, et cela particulièrement en Île-de-France où les nombreuses contraintes urbaines et géographiques nécessitent une planification en amont.

Pour chaque projet, il existe et existera des externalités positives mais aussi négatives, leur identification et leur intégration dans la notion d'écosystème territorial hydrogène sont indispensables. La puissance publique par la production d'une vision politique, de documents stratégiques et de dispositifs financiers est un acteur particulièrement idoine pour pousser à réaliser cet effort d'intégration.

A travers le travail cartographique proposé, les opportunités et les obstacles à l'implantation de la filière sont révélés. L'approche macroscopique permet de saisir rapidement les tendances et spécificités régionales présentes en Île-de-France. Entre le département de la Seine-et-Marne disposant de nombreuses industries de moyennes à très grandes tailles et le département des Hauts-de-Seine intégré en grande partie dans la ZFE-m et à forte dominance logistique, les attentes écosystémiques sont structurellement dissemblables. Les communes à proximité de plateformes logistiques apparaissent plus en adéquation avec la possibilité de maximiser la production d'électricité renouvelable et de récupération aux environs, tandis que les territoires de grande couronne sont à la jonction de grandes infrastructures, telles que les réseaux pétrolier et gaz, essentielles à l'avènement du potentiel nouveau réseau hydrogène. En fonction de la typologie d'écosystème, ces cartes critériisent le territoire francilien selon les thématiques que nous avons jugées essentielles au développement d'une filière hydrogène.

Finalement, trois cartes ont été produites afin d'illustrer les différentes typologies d'écosystème territorial hydrogène. Des différences substantielles entre les cartes existent et indiquent ainsi que chaque territoire présente des spécificités, besoins et limites différents. Ce travail constitue une aide à la décision supplémentaire à l'attention des différents acteurs de la filière hydrogène.

Conclusion

La filière hydrogène est aujourd'hui en plein essor et cela à une vitesse vertigineuse. Les usages actuels et potentiels de l'hydrogène comme matière ou comme vecteur énergétique sont nombreux. L'hydrogène est synonyme de promesses environnementales et écologiques. Promesses désormais perçues par tous comme primordiales pour l'avenir de notre société.

L'hydrogène est un élément essentiel de nombreux secteurs d'activités. Nécessaire pour désulfurer le pétrole, nécessaire pour produire de l'ammoniac utilisé pour la fabrication d'engrais azotés de synthèse ou encore nécessaire comme réactif chimique de base : l'hydrogène est aux fondations de nos modes de déplacement actuels (tant routier qu'aérien), de notre modèle agricole mondial et par conséquent de notre alimentation. Alors que ces usages finaux sont au cœur de vifs débats, il est inconcevable d'imaginer un changement radical et immédiat. Une conclusion s'impose alors : l'hydrogène est un jalon de notre société.

En outre, les qualités de réactifs chimiques hydrogène pourraient accompagner les objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre. Le captage des émissions de CO₂ de nombreux sites pollueurs en Île-de-France est un enjeu pour les années futures. Les difficultés liées à son stockage posent la question de son utilisation. L'hydrogène associé avec le dioxyde de carbone capté permet l'obtention de méthane ou de méthanol : éléments eux-aussi essentiels à nos modes de vie.

Cependant, c'est bien de l'hydrogène-énergie dont tout le monde parle. Les usages principaux de cet aspect de la molécule sont liés à la mobilité qu'elle soit routière, fluviale, ferrée ou aérienne. Toutefois, avec moins de 1% des usages actuels dédiés à la mobilité, l'hydrogène ne s'est pas encore frayé un passage au sein de ces marchés. Et pourtant, les gains environnementaux et climatiques liés à son utilisation ne sont plus à prouver. A l'usage, l'hydrogène-énergie, via une pile à combustible, n'émet pas de dioxyde de carbone et aucuns polluants atmosphériques. A l'instar des véhicules à batteries électriques, les véhicules électriques hydrogène n'émettent que peu de bruit.

Pourtant, il existe des limites à l'hydrogène : son mode de production. Tout d'abord, seule la production d'hydrogène par électrolyse grâce à une électricité bas carbone ou renouvelable est vertueuse pour l'environnement. La production par électrolyse s'accompagne, elle-aussi, de limites : économique, de rendement, de typologie

de production et de consommation de ressources. Détaillée longuement dans cette étude, dépasser ces limites nécessite des positionnements politiques, des améliorations technologiques et des accompagnements techniques.

Les usages et leur pertinence seront déterminants pour quantifier les besoins d'hydrogène et les infrastructures associées. La question d'une hiérarchie des usages de l'hydrogène devient désormais centrale. Il existe de nombreuses tentatives de classification et bien qu'elles divergent toutes sur certains points, il semble nécessaire d'accompagner la transformation des grands secteurs industriels et des mobilités lourdes. D'ici 2050, viser ces deux secteurs pourrait permettre d'éviter plus de 2 millions de tonnes de CO₂ sur les 41,3 millions de tonnes de CO_{2,eq}⁵⁹ émises chaque année en Île-de-France : ce qui représenterait près de 5 % des émissions totales de CO₂.

Pour réaliser ces objectifs, la filière hydrogène consommerait jusqu'à 44 TWh d'électricité bas-carbone ou renouvelable soit entre 1 GW et 6,5 GW de capacité d'électrolyseurs. Avec 1,7 TWh d'EnRR électrique produite en 2019 et un objectif affiché par la Région Île-de-France d'atteindre 9,3 TWh d'ici 2030, il est difficile d'envisager que les EnRR pourront répondre aux besoins franciliens d'hydrogène renouvelable ou bas-carbone. Si l'électrolyse se fait en région, il sera ainsi nécessaire de préempter des EnRR produites sur d'autres territoires et de garantir leurs origines.

Alors que la question des ressources est centrale pour le développement d'une filière hydrogène, l'utilisation de l'eau ne devrait pas constituer un frein majeur à la production d'hydrogène pour les premières années de développement. Les évolutions en nombre et en intensité des épisodes climatiques extrêmes telles que des sécheresses ou des périodes d'étiage pourraient, d'ici 2050, mettre en défaut cette estimation. L'anticipation de ces évolutions climatiques est ainsi à intégrer dès à présent au développement des filières de production d'hydrogène.

Pour aller plus loin dans la compréhension des enjeux territoriaux de la filière hydrogène, l'étude propose une typologie d'écosystèmes territoriaux : local, démonstrateur, industriel et de coopération interrégionale. Les écosystèmes territoriaux ont été confrontés aux éléments et facteurs déterminants à l'implantation d'une filière. Ces éléments et facteurs caractérisent les

⁵⁹ Scope 1&2, ROSE

grandes orientations possibles d'une filière hydrogène mais aussi les problèmes et limites associés. D'un écosystème local dont l'objectif est une production d'hydrogène issue d'EnRR électriques produites localement et cela pour un usage dans un périmètre proche, à un écosystème industriel aux besoins en hydrogène importants et aux usages déjà existants, un monde les sépare. Pourtant, ces quatre grandes catégories répondent toutes à des besoins et des trajectoires identifiés au cours de l'étude. Cette approche présente un intérêt pédagogique et didactique. En effet, le nombre croissant d'acteurs et de porteurs de projet de la filière hydrogène impliquent des sollicitations de plus en plus nombreuses de collectivités franciliennes. La présentation des enjeux et limites des projets hydrogène sur leur territoire est une étape essentielle à la prise d'une décision politique. Les envies et besoins d'écosystèmes hydrogène sont à pondérer en fonction des attentes des territoires et des acteurs. Il ne sera ni possible ni utile que chaque territoire accueille son propre écosystème.

Le territoire francilien est complexe et contraint. Les pressions foncières sont centrales à l'aménagement de la région et la filière hydrogène n'en est pas exempte. Le foncier nécessaire pour la production, le stockage (surface, souterrain) et la distribution d'hydrogène (entre 120 et 300 stations H₂ d'ici 2050) doit d'ores et déjà être anticipé et ce dans un contexte de tension et de mesures politiques telle que le ZAN. Par conséquent, un travail cartographique a été réalisé pour illustrer les différents domaines et secteurs d'activités, zones potentielles et zones à risques, externalités positives et opportunités entourant la filière hydrogène. A travers ce travail cartographique, l'aspect holistique de l'hydrogène est révélé.

Des zones d'intérêt privilégiées ont ainsi clairement été mises en évidence pour la mobilité mais aussi pour l'industrie. Ces zones répondent à des enjeux territoriaux profonds comme la qualité de l'air, la pollution sonore, la production d'électricité locale. L'installation de projets hydrogène au cœur de ces zones signifie un attrait partagé pour ces territoires mais bien d'autres restent à investir.

Les années à venir seront déterminantes pour la structuration et l'organisation du maillage infrastructurelle et territoriale nécessaire au développement de l'hydrogène. Témoin de l'émergence d'un nouveau vecteur énergétique, ce rapport explicite les avantages et contraintes liés à cette nouvelle filière. Planifier et incarner le rôle d'assembler de la filière hydrogène est l'apanage de l'échelon régional. La compréhension des spécificités franciliennes

vues à travers les prismes de lectures typologiques est une des clefs de lecture du développement actuel et futur de l'hydrogène en Île-de-France.

Annexes

Trois exemples clefs franciliens : besoins estimés et gains GES associés à l'intégration d'une filière hydrogène

Ces infographies ciblent trois usages possibles de l'hydrogène et explicitent les besoins en électricité, foncier et en ressource eau nécessaires à produire la quantité d'hydrogène demandée par électrolyse de l'eau. Le gain en GES associé est calculé à partir des tables d'émissions de GES publiées par l'ADEME. L'empreinte carbone de l'électricité utilisée est celle du mix électrique français (i.e 2,7kgCO₂/kg H₂). L'empreinte foncière nécessaire pour la mise en place de ces trois exemples ne prend en compte que la surface nécessaire pour l'installation d'électrolyseurs permettant de produire les quantités d'hydrogène nécessaires.

Figure XLIX : L'exemple de Boréalys Grandpuits

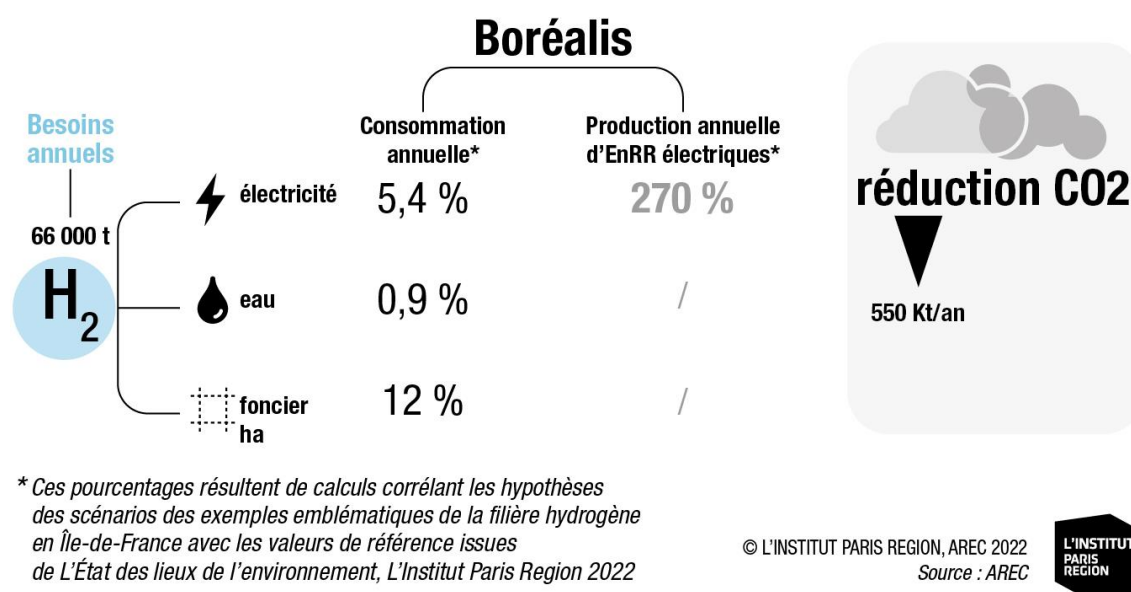


Figure L : L'exemple d'une flotte de transports de marchandises

Flotte de transport de marchandises

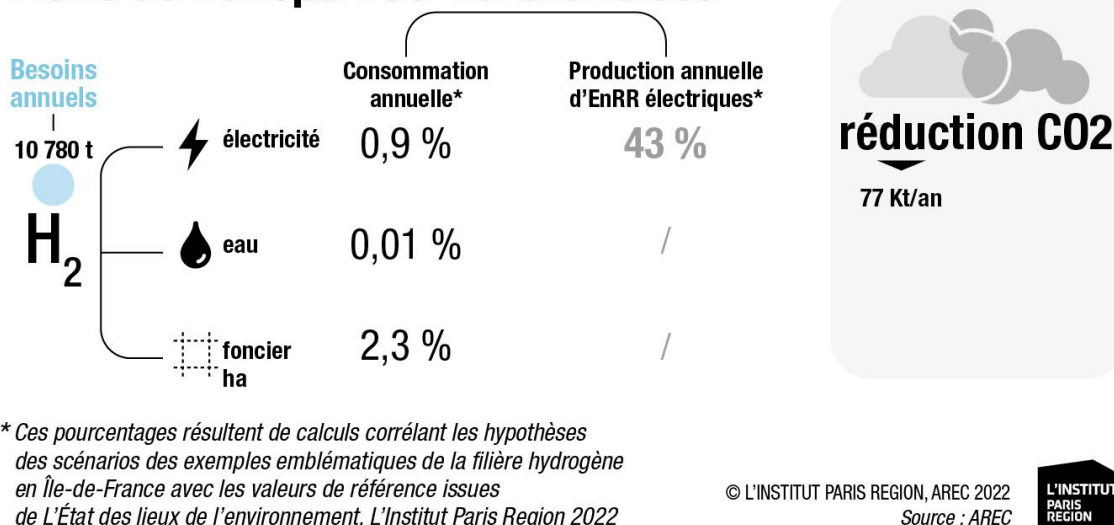
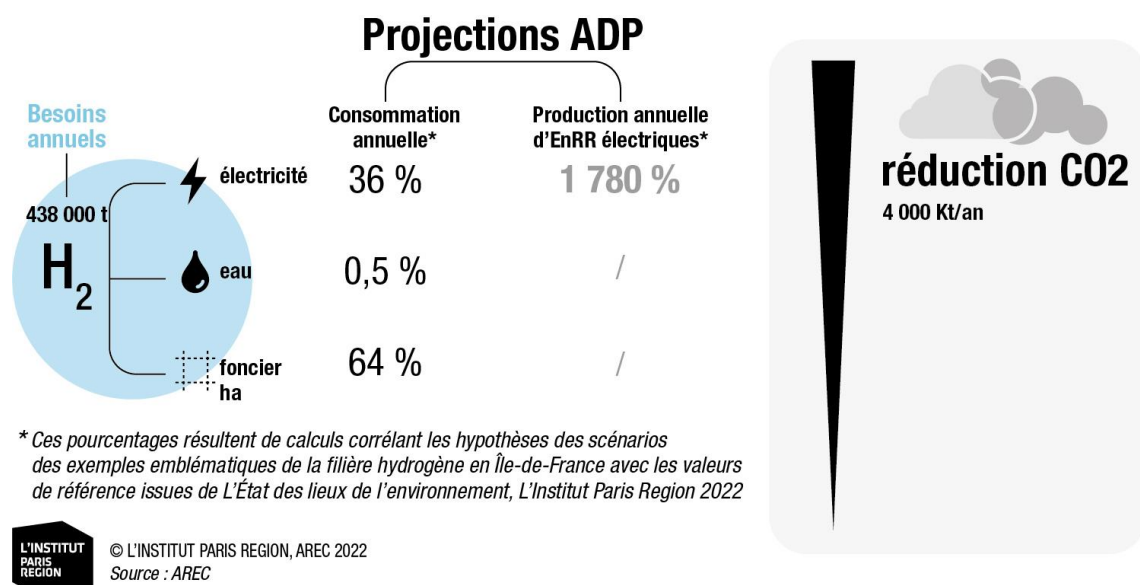


Figure LI : L'exemple d'Aéroports de Paris



Pour estimer les besoins associés à cet exemple, le chiffre utilisé a été de 1200 tonnes/jour. Pour comprendre ce chiffre, veuillez vous référer au Chapitre 1.3.1. Opportunités de la mobilité hydrogène.

Construction et résultats des scénarios

Données contextuelles sur la mobilité francilienne :

- Nombre de camions $\approx$ 42 000
- Nombre de VUL $\approx$ 665 000
- Nombre de voitures $\approx$ 5 400 000
- Nombre d'engins logistique $\approx$ 10 000
- Nombre de bateaux-pousseurs sur la Seine (> 890 kV) $\approx$ 200

Tableau III : Hypothèses pour un scénario tendanciel

Usages en hydrogène	2030	2050
Transformation de la flotte de véhicules particuliers	0,1 %	2,5 %
Transformation de la flotte de véhicules VUL	1 %	5 %
Transformation de la flotte de poids lourds	1 %	7 %
Transformation de la flotte de bateau-pousseurs	2 %	10 %
Transformation d'engins de manutention	1 %	5 %
Production de produits chimiques avec le CO ₂ émis en Île-de-France	1 %	5 %

Tableau IV : Hypothèses pour un scénario avec une forte diffusion de l'hydrogène

Usages en hydrogène	2030	2050
Transformation de la flotte de véhicules particuliers	0,1 %	2,5 %
Transformation de la flotte de véhicules VUL	1 %	5 %
Transformation de la flotte de poids lourds	1 %	7 %
Transformation de la flotte de bateau-pousseurs	2 %	10 %

Transformation d'engins de manutention	1 %	5 %
Production de produits chimiques avec le CO ₂ émis en Île-de-France	1 %	5 %

Tableau V : : Présentations des besoins fonciers, électriques, en eau et la compensation en dioxyde de carbone liées à des exemples d'installations ou de projets hydrogène en IDF

	Besoins en H2 annuel (en tonnes)	Besoins en électricité (en GWh)	Facteur multiplicatif par rapport à la production actuelle d'EnRR en l'Île-de-France
Scénario développement tendanciel 2030	90000	4950	3,657182374
Scénario développement forte diffusion de l'hydrogène 2030	140000	7700	5,688950359
Exemple Electrolyseur de 10 MW	1250	68,75	0,0507942
Exemple Boréalix	66000	3630	2,681933741
Exemple Flotte de 1000 Bus	2400	132	0,097524863
Exemple Hydrogène et production méthanol (5% de la part méthanol consommée en IDF, produite en IDF)	500	27,5	0,02031768
Exemple fluvial (90 bateaux-pousseurs)	153	8,415	0,00621721
Exemple Conversion d'une flotte de transport de marchandises (7800 VUL + 1000 19t et 500 44t)	10780	592,9	0,438049178
Exemple Projections ADP (vol) (Les Echos, Blandine Langfried prospective 2050-2060)	438000	24090	17,79828755
Exemple Festival (Vieilles Charrues, 30 groupes électrogènes de 30 kW pendant 50h)	2,625	0,144375	0,000106668

Tableaux comparatifs de différents scénarios et propositions pour la filière hydrogène

Tableau VI : Mobilité hydrogène

Mobilité hydrogène

	<i>Voiture individuelle</i>	<i>Flotte captive</i>	<i>Fret ferroviaire</i>	<i>Fret fluvial</i>	<i>Fret routier</i>	<i>Avion hydrogène</i>
The Shift Project	Hypothèse rejetée car le déploiement d'une infrastructure support soulève des questions financières et techniques	Non mentionné	Remplacement des tronçons diesel existant	Hypothèse envisagée	Hybridation de la flotte possible	Hypothèse peu probable
Négawatt	Hypothèse envisagée avec extrême précaution, avis négatif	Hypothèse retenue pour des cas particuliers spécifiques	Remplacement des tronçons diesel existant	Non mentionné	Hypothèse retenue pour des cas particuliers spécifiques	Non mentionné
RTE	Non mentionné	Non mentionné	Non mentionné	Non mentionné	Vocation à se développer pour les longues distances	Non mentionné
ADEME	En fonction des scénarios, tous les secteurs sont <i>a priori</i> concernés					
GIEC	Avec un indice de confiance moyenne, le GIEC annonce que l'hydrogène pourrait avoir un potentiel de réduction des GES lorsque l'électrification n'est pas possible c'est-à-dire les transports routiers fret longue-distance					
France Hydrogène	300 000 à 450 000 voitures individuelles envisagées à l'orée 2030		100 à 250 trains à l'orée 2030	65 à 135 navires et bateaux à l'orée 2030	5000 à 10 000 poids lourds envisagés à l'orée 2030	

Tableau VII : Production et transport de l'hydrogène

Production et transport de l'hydrogène

	<i>Typologie de production</i>	<i>Utilisation de l'hydrogène bleu</i>	<i>Electrolyse</i>	<i>Modes de transport</i>	<i>Autres modes de production</i>
The Shift Project	Production décentralisée	Non mentionné	Explication des besoins en électricité et en électrolyseurs pour atteindre des objectifs de remplacement du gaz fossile	Hydrogène est difficile à transporter	Non mentionné
Négawatt	Production décentralisée	Considéré de manière transitoire et limitée, la filière hydrogène ne doit pas entrer dans un phénomène de lock-in ⁶⁰ .	Prioriser le développement de ce mode de production	Faible probabilité de construire un réseau d'hydrogénoducs due aux coûts économiques importants	Mention d'autres modes de production (gazéification, pyrolyse) et indique que dans le cadre de la production d'hydrogène renouvelable ces modes de production doivent être envisagés
RTE	Pour la consommation d'hydrogène une production décentralisée est mise en avant A long-terme, une production centralisée est envisagée	Non mentionné	Pour atteindre les scénarios développés par RTE, entre 50 TWh et 170 TWh d'électricité dédié à la production d'hydrogène sont nécessaires	Hydrogénoducs souhaitables mais le coût important crée de l'incertitude	Non mentionné
ADEME	Les différents scénarios envisagés par l'ADEME conditionnent la typologie de production de l'hydrogène.	Le vaporeformage est présentée comme la technologie représentant le plus fort actif de production en 2020. Pour atteindre les objectifs climatiques, il faut conditionner le renouvellement ou l'extension de ce parc via le développement du CCS	Distinction entre les trois modes de production d'hydrogène par électrolyse. L'électrolyse à haute température n'est pas intégrée dans les scénarios prospectifs car non mature	Les hydrogénoducs sont considérés comme nécessaires lorsqu'un fort besoin d'hydrogène est envisagé pour décarboner l'industrie dans le scénario nommé "Technologies vertes"	Mention d'autres modes de production (pyrogazéification, décomposition de gaz par plasma, hydrogène fatal). Approche prudente comme avec l'électrolyse haute température : non intégration dans les scénarios prospectifs

⁶⁰ Phénomène de lock-in : Situation créée par un fournisseur de services ou de produits crée une particularité dans le procédé technique, dans l'engin utilisé empêchant le client de modifier, d'accéder aux caractéristiques de la machine ou d'utiliser le service avec des produits d'un autre fournisseur.

	<i>Typologie de production</i>	<i>Utilisation de l'hydrogène bleu</i>	<i>Electrolyse</i>	<i>Modes de transport</i>	<i>Autres modes de production</i>
France Hydrogène	En fonction des usages, les différentes typologies de production sont à considérer	Soutien de l'hydrogène bleu dans une optique de transition	Fort soutien de la production d'hydrogène par électrolyse. Fort soutien de l'utilisation de l'électricité nucléaire pour massifier la production d'hydrogène par électrolyse	Soutien le développement de canalisations dédiées au transport de l'hydrogène 685 km de canalisation transport seraient nécessaires à l'orée 2030	Soutien des modes de production alternatifs d'hydrogène renouvelable et bas-carbone via l'utilisation de biomasse ou de déchets plastiques

Tableau VIII : Orientations stratégiques hydrogène

Orientations stratégiques hydrogène

	<i>Stockage vecteur énergétique</i>	<i>Priorité utilisation de l'hydrogène</i>	<i>Amélioration de l'intermodalité</i>	<i>Importation d'hydrogène</i>	<i>Matériaux rares</i>	<i>Méthanation</i>
The Shift Project	Non mentionné	Non mentionné	Evolution des parts modales fret nécessaire Rôle potentiel fort de l'hydrogène	Non mentionné	Platine est nécessaire aux piles à combustible : intégration du paramètre dans le développement de la filière nécessaire	Mention rapide, pas de prise de position ferme
Négawatt	L'hydrogène est un complément apportant de la flexibilité au réseau électrique. Il doit être envisagé en complémentarité et non en concurrence entre les différents réseaux	A court terme, la priorité doit aller à la décarbonation de l'hydrogène-matière dans l'industrie A moyen terme, l'hydrogène pourrait se diffuser dans d'autres secteurs comme la mobilité selon sa pertinence L'intérêt majeur de l'hydrogène est d'apporter de la flexibilité au système énergétique	Non mentionné	Non mentionné	Non mentionné	Actuellement non nécessaire car la part des énergies renouvelables non pilotables dans le mix électrique français est faible

	<i>Stockage vecteur énergétique</i>	<i>Priorité d'utilisation de l'hydrogène</i>	<i>Amélioration de l'intermodalité</i>	<i>Importation d'hydrogène</i>	<i>Matériaux rares</i>	<i>Méthanation</i>
RTE	Point central du scénario RTE	A court terme, l'hydrogène doit être utilisé comme un levier pour décarboner les usages actuels de l'hydrogène. Développer de nouveaux usages industriels et dans le transport de marchandises est à considérer A long terme, il faut développer le stockage de l'hydrogène pour apporter de la flexibilité dans le cas où il y aurait un fort développement des énergies renouvelables	Non mentionné	Non mentionné	Non mentionné	Non mentionné
ADEME	Non mentionné	Ne se prononce pas	Non mentionné	L'importation de l'hydrogène est envisagée dans le scénario "Technologies vertes"	Evaluation des besoins en matériaux rares et ressources critiques dans une annexe	Les technologies ne sont pas encore matures pour une production industrielle. Possibilité que la méthanation soit un levier important de production de gaz renouvelable en 2030 dans un des quatre scénarios
	<i>Stockage vecteur énergétique</i>	<i>Priorité d'utilisation de l'hydrogène</i>	<i>Amélioration de l'intermodalité</i>	<i>Importation d'hydrogène</i>	<i>Matériaux rares</i>	<i>Méthanation</i>

GIEC	Non mentionné	Décarboner les usages tels que la sidérurgie	Non mentionné	Des dynamiques d'importation et d'exportation d'hydrogène en fonction des pays devraient survenir. Cela pourrait modifier le paysage de la filière actuel avec des effets redistributifs sur les emplois et les structures économiques	Non mentionné	Non mentionné
France Hydrogène	12 % de la demande en hydrogène à l'orée 2030 pourrait provenir du secteur de l'énergie		Non mentionné	Si les préconisations d'installations d'électrolyseurs sur le territoire français n'étaient pas suivies alors des besoins d'importations de l'ordre de 0,1 à 1 GW pourraient apparaître dès 2024	L'obtention de métaux rares peut être un frein économique au développement de la production d'hydrogène par électrolyse en France	La méthanation (Power-to-Gas) pourrait servir pour apporter une flexibilité au système électrique et d'accompagner le développement des énergies renouvelables France Hydrogène mentionne les besoins de maturité de cette technologie mais est positif

Méthodologie de construction de l'outil d'identification des territoires à fort potentiel hydrogène

Ecosystème local et prudent

Poids de la carte Potentiel EnRR : **40%**

Centré sur le développement d'un écosystème à échelle locale (un ou plusieurs actions sur un territoire restreint comme une commune), l'importance de la production de l'énergie utilisée est au cœur de ces scénarios. Améliorer et identifier les opportunités d'EnRR en plus d'un écosystème territorial hydrogène peut motiver les élus voulant mettre en avant ce type d'écosystèmes sur leur territoire. L'utilisation pour produire de l'hydrogène n'étant pas une technologie encore mature, l'importance d'un potentiel de biomasse n'est pas forte dans cet écosystème.

Production EnRR : 60%

Ressources biomasse : 10%

Possibilité de raccordement au réseau pour les EnRR : 30%

Poids de la carte Accompagnement de la mobilité routière hydrogène et intermodalité : **25%**

Au vu du déploiement actuel des écosystèmes, cette typologie est en adéquation avec les volontés de développement de la mobilité hydrogène. Selon les conclusions de l'étude, le développement de cette mobilité doit se concentrer sur les véhicules lourds et les flottes captives, toutefois il est difficile d'imaginer ne pas mettre en place des stations pour les véhicules personnels.

Pour un écosystème local et prudent, le réseau RTE-T est moins une source d'intérêt puisque cela signifie l'inscription dans une dimension européenne. Des ambitions d'intermodalité peuvent exister au sein de ce type d'écosystème puisque cela s'inscrit dans le paysage du territoire. Un tel écosystème pourrait exister à proximité des zones logistiques grâce aux nombreuses toitures et ombrières pouvant accueillir des panneaux photovoltaïques par exemple. La ZFE est un enjeu local, prendre une perspective d'écosystème local pour répondre à celui-ci est tout à fait possible.

RTE-T (10 km autour du réseau pour pouvoir toucher les subventions) : 5%

Présence de stations hydrogène construites et en projet (rayon de 10 km autour): -10%

Jonction ZFE/Centres logistiques : 35%

Présence entrepôts logistiques (gradient surface max 50 % des 4 km²) : 35%

Forte intermodalité : 25%

Possibilité de développer de nouvelles intermodalités : 10%

Poids de la carte Industrie et Nouveaux Secteurs : **15%**

Les quantités produites par ce type d'écosystèmes ne seront pas importantes. Les grands groupes industriels ne seront pas les acteurs privés au cœur de cet écosystème. Il est toutefois imaginable de mettre en avant la volonté de décarboner certains secteurs comme l'industrie verrière ou les sécurités d'approvisionnement des Data Centers par exemple.

Data Centers : 30% / 35%

Source d'émissions de CO2 : 10%

Stockage de méthanol : 10%

Usines de verre et sidérurgique : 25% / 35%

Production hydrogène : 5%

Stockage hydrogène : 10%

Présence de canalisations : 0%

Poids de la carte Externalités positives et risques : **20%**

La vision biomimétique de l'écosystème est reflétée par cet écosystème. Une importance particulière sera attendue vis-à-vis de l'acceptabilité sociale et de la limitation des risques. La taille relativement faible de ces écosystèmes permet d'accorder plus d'importances à des critères de pollution sonore et de l'air.

Hôpital : 10%

Cours d'eau pollué/manque d'oxygène : 10%

Zones inondables : -35%

Friches (entre 0,3 et 2ha): 40%

Seveso : -15%

Pollution bruit/air : 60%

Réseau de chaleur : 30%

Ecosystème industriel et ambitieux

Poids de la carte Potentiel EnRR : 5%

Le développement du potentiel EnRR d'un territoire n'est pas lié fortement à la mise en place d'un écosystème industriel et ambitieux et inversement. Les quantités nécessaires en hydrogène dépassent les capacités de production présentes sur un territoire francilien. L'utilisation de la biomasse comme matière première pour la production d'hydrogène n'est pas considérée comme pertinente.

Production EnRR : 80%

Ressources biomasse : 0%

Possibilité de raccordement au réseau pour les EnRR : 20%

Poids de la carte Accompagnement de la mobilité routière hydrogène et intermodalité : 25%

Le cœur de ce type d'écosystème est le développement de nouveaux usages ou la décarbonation d'usages existants. Cependant, les grandes capacités de production d'hydrogène liées aux besoins associés permettent d'envisager des usages transitoires ou finaux en lien avec la mobilité routière. S'inscrire dans une échelle supranationale et le développement de ce type d'écosystème sont corrélés.

RTE-T (10 km autour du réseau pour pouvoir toucher les subventions) : 25%

Présence de stations hydrogène : 0%

Jonction ZFE/Centres logistiques : 15%

Présence entrepôts logistiques (gradient surface max 50 % des 4 km²) : 30%

Forte intermodalité : 20%

Possibilité de développer de nouvelles intermodalités : 10%

Poids de la carte Industrie et Nouveaux Secteurs : 50%

Ces projets d'écosystème ont pour but de répondre aux enjeux ZEN et plus précisément de décarbonation du secteur industriel en Île-de-France. La réindustrialisation pourrait utiliser le développement de ce type d'écosystèmes pour s'implanter durablement sur le territoire francilien. Un besoin d'infrastructures de transport de l'hydrogène entre les territoires pertinents de développement du secteur industriel est à attendre. Une production et un stockage massif d'hydrogène à proximité de ces lieux peut être un atout dans une vision d'écologie industrielle et territoriale. En effet à court terme le stockage de l'hydrogène à proximité pourrait être conçu (avec les partenariats et accords adéquats) comme une source de sécurité et à terme, l'implantation d'une usine d'hydrogène renouvelable et bas-carbone de grande quantité au sein de ce territoire peut être un vecteur de transition.

Datas Centers : 0%

Source d'émissions de CO₂ : 25%

Stockage de méthanol : 20%

Usines de verre et de sidérurgie : 10%

Production hydrogène : 15%

Stockage hydrogène : 10%

Présence de canalisations : 10%

Poids de la carte Externalités positives et risques : 20%

Les externalités positives ne sont pas les enjeux centraux de ce type d'écosystème. A l'inverse les risques sont des indicateurs pertinents pour l'implantation de ces projets. La production d'une grande quantité d'hydrogène dans une zone à risques devra être soumise à une étude plus accrue. Les quantités de foncier lié au développement de ce type d'écosystèmes peuvent générer des problèmes d'implantation. Une forte attention aux friches disponibles est pertinente.

Hôpital : 0%

Cours d'eau pollué/manque d'oxygène : 0%

Zones inondables : -30%

Friches (supérieur à 2ha) : 70%

Seveso : 30%

Pollution bruit/air : 10%

Réseau de chaleur : 20%

Ecosystème démonstrateur régional

Poids de la carte Potentiel EnRR : 30%

Production EnRR : 50%
Ressources biomasse : 30%
Possibilité de raccordement au réseau pour les EnRR : 20%

Poids de la carte Accompagnement de la mobilité routière hydrogène et intermodalité : **30%**

RTE-T (10 km autour du réseau pour pouvoir toucher les subventions) : 25%
Présence de stations hydrogène : -20%
Jonction ZFE/Centres logistiques : 20%
Présence entrepôts logistiques (gradient surface max 50 % des 4 km²) : 25%
Forte intermodalité : 25%
Possibilité de développer de nouvelles intermodalités : 25%

Poids de la carte Industrie et Nouveaux Secteurs : **30%**

Datas Centers : 20%
Source d'émissions de CO2 : 20%
Stockage de méthanol : 20%
Usines de verre et de sidérurgie : 20%
Production hydrogène : 0%
Stockage hydrogène : 0%
Présence de canalisations : 20%

Poids de la carte Externalités positives et risques : **10%**

Hôpital : 20%
Cours d'eau pollué/manque d'oxygène : 20%
Zones inondables : -10%
Friches : 40%
Seveso : -10%
Pollution bruit/air : 30%

Ecosystème de coopération et planification territoriale

Ce type d'écosystème repose sur des partenariats entre région. Par conséquent, ce sont plus des critères d'adéquation, en fonction des choix politiques effectués, des régions qui seront les indicateurs déterminants pour la mise en place d'un tel écosystème.

Cette typologie apparaît en plus des autres types d'écosystèmes et viennent se superposer aux qualités intrinsèques des écosystèmes présentés précédemment.



L'AREC EST UN DÉPARTEMENT DE **L'INSTITUT PARIS REGION**
ASSOCIATION LOI 1901.

15, RUE FALGUIÈRE - 75740 PARIS CEDEX 15 - TÉL. : 01 77 49 77 49