

RÉUSSIR LA TRANSITION DANS L'INCERTITUDE : LA MÉTHODE SHIFT EN 20 CHANTIERS

Rapport final - Avril 2026

DANS LE CADRE DE NOTRE
PLAN ROBUSTE POUR L'ECONOMIE FRANCAISE

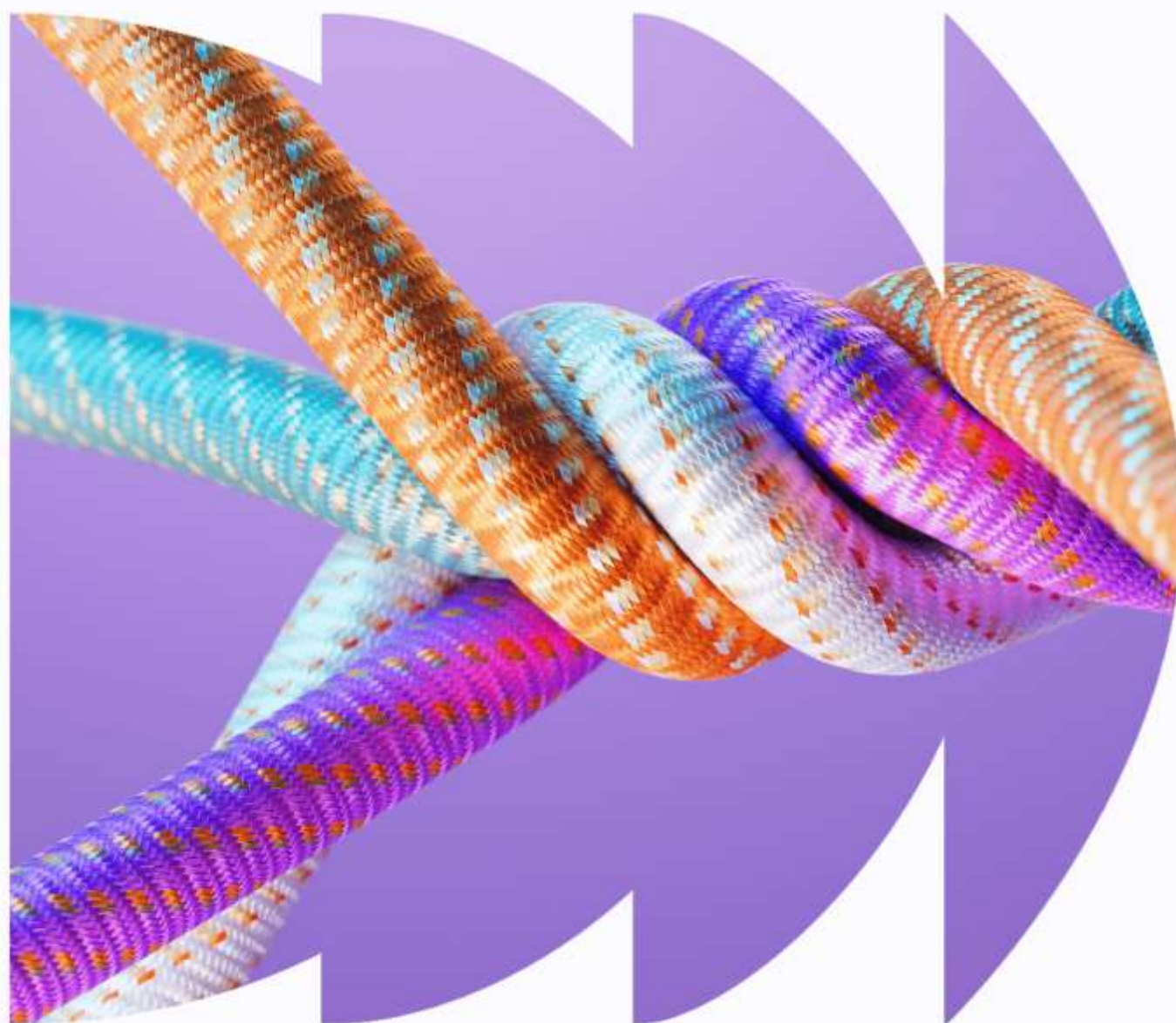


Table des matières

Avant-propos	6
Equipe projet	9
Remerciements	10
Contexte, objectifs et approche de l'étude	13
L'Europe vulnérable face à des aléas énergétiques et météorologiques qui devraient être de plus en plus fréquents.....	13
Du Plan de transformation de l'économie française (PTEF) au Plan robuste pour l'économie française (PREF)	15
Explorer l'avenir pour mieux sécuriser la décarbonation française face aux incertitudes	16
Notre méthode : des analyses par grand chantier de transformation, et une analyse globale d'incertitude	18
Partie 1 : 20 chantiers clés de la transition et leurs prérequis critiques	21
20 chantiers incontournables pour réussir la transition.	22
Objectifs et méthode de l'analyse par chantier	26
Chantier n°1 : Déployer massivement le vélo	29
Un potentiel important au sein d'un système de mobilité décarboné	30
La décarbonation par le vélo : quel panorama ?	31
Quels facteurs clés d'offre pour le développement du vélo ?	33
Favoriser l'utilisation du vélo : le rendre pratique, sûr, inclusif et plus intéressant que la voiture	35
Chantier n°2 : Etendre les transports en commun.....	37
Les transports en commun (TC), colonne vertébrale du système de mobilité bas carbone..	38
Quels facteurs clés pour le développement des projets de transport en commun ?	40
Comment favoriser l'utilisation des transports collectifs ?	42
Chantier n°3 : Généraliser la voiture électrique sobre	45
Introduction : l'automobile au cœur de l'enjeu de décarbonation	46
L'électrification des voitures, d'importants bénéfices	46
Tenir les trajectoires carbone 2035 et 2050	47
Agir sur tous les leviers	50
Chantier n°4 : Massifier le train passagers	55
Le train, au cœur de la décarbonation de la mobilité de longue distance	57
L'offre ferroviaire : croissance, goulots d'étranglement, leviers de transformation.....	58
Stimuler l'envie de train et accompagner l'évolution des modes de vie	62
Conclusion : une cible atteignable pourvu qu'un stratège mobilise l'ensemble des acteurs ..	62
Chantier n°5 : Décarboner le secteur aérien.....	65
Introduction.....	66
Ruptures technologiques : poursuivre la R&D sans miser dessus à 2050.....	66
Efficacité : des progrès attendus significatifs mais limités.....	67

SAF : un déploiement à promouvoir mais des gisements contraints	68
Sobriété : l'impérative maîtrise du trafic	71
Conclusion.....	71
Chantier n°6 : Relancer le fret ferroviaire	73
Introduction.....	74
L'offre de fret : réseau, travaux, emplois	75
La demande de fret : prix, qualité de service, obligation	76
Une planification existante à consolider	77
Conclusion.....	78
Chantier n°7 : Electrifier les poids lourds	81
Contexte	82
L'offre de poids-lourds électriques : camions, batteries, bornes.....	84
La demande de poids lourds-électriques : prix, obligation, réglementation	86
Planification d'ensemble : informer, former, aligner.....	87
Conclusion.....	88
Chantier n°8 : Massifier la rénovation des logements	89
Une massification contrariée	91
Faire progresser ensemble toutes les composantes du système rénovation	94
Chantier n°9 : Déployer les pompes à chaleur	99
Les PAC sont matures, bas-carbone et économes	100
Un développement prometteur mais trop lent	102
De gros obstacles à surmonter	104
Réunir les conditions de l'accélération	105
Conclusion : pour une PAC-ification massive.....	107
Chantier n°10 : Maîtriser le déploiement des centres de données	109
Dynamique structurelle des centres de données : une croissance de l'empreinte énergétique et carbone.....	110
Les enjeux liés à la disponibilité de l'électricité et au raccordement au réseau	111
Les enjeux liés à nos usages sur et en dehors du territoire	113
Les enjeux liés aux externalités des centres de données dans les territoires.....	114
Conclusion.....	116
Chantier n°11 : Produire de l'acier bas-carbone en France	117
L'acier : répandu, carboné, décarbonable	118
Une crise multifactorielle pour la filière française : la décarbonation comme réponse stratégique.....	121
Rendre possible la transformation.....	123
Chantier n°12 : Massifier la production d'hydrogène bas-carbone.....	129
Chaîne de valeur de l'hydrogène	130
Prérequis à un développement soutenable.....	131
Chantier n°13 : Capturer, stocker et valoriser le CO₂ industriel résiduel	141
Qu'est-ce que le captage du CO ₂ ?.....	142

Les étapes du CCS	143
Les enjeux du déploiement du CCS	146
Chantier n°14 : Transformer la gestion de l'azote dans les systèmes agricoles et alimentaires	151
Introduction.....	152
Les transformations cruciales à engager	153
Les légumineuses : activer un levier décisif	156
Conclusion.....	159
Chapitre n°15 : Permettre le maintien et la transition vers des systèmes d'élevages résilients et bas carbone.....	161
Introduction.....	162
Comment permettre le maintien ou la transition vers des systèmes d'élevages de ruminants durables et résilients ?	163
Conclusion.....	168
Chantier n°16 : Développer l'éolien et le photovoltaïque	171
Il faut développer l'éolien terrestre, l'éolien en mer, et le photovoltaïque.....	172
Le développement d'un parc éolien ou solaire implique de nombreux acteurs.....	172
Le déploiement des filières éoliennes et solaires est confronté à différents goulots d'étranglement.....	174
Il faut permettre le déploiement des filières EnR au bon rythme en limitant les goulots d'étranglements et en donnant un horizon de long-terme clair et stable	178
Chantier n°17 : Prolonger le nucléaire historique, lancer le nouveau nucléaire.....	179
Il faut réussir la prolongation du parc nucléaire historique	180
Il faut réussir le lancement du nouveau nucléaire	182
Conclusion.....	185
Chantier n°18 : Déployer les bioénergies de manière soutenable	187
Quel déploiement soutenable du biogaz ?	188
Quelle place pour les biocarburants routiers ?	193
Quel rôle pour le bois-énergie ?	195
Conclusion.....	196
Chapitre n°19 : Préserver et étendre les puits de carbone naturels, agricoles et forestiers	199
Stockage de carbone en agriculture : préserver le stock, restaurer le puit	201
Les forêts françaises : un stock et un puit conséquents mais fragiles, qu'il faut préserver et étendre.....	204
Conclusion.....	209
Chapitre n°20 : Les autres chantiers de la décarbonation	211
Partie 2 : réussir la décarbonation dans l'incertitude	215
Approche générale.....	217
Une analyse de robustesse pour penser la décarbonation à l'ère des crises	217

Un outil de simulation, des variantes sur les chantiers, des enseignements clés	218
L'outil de simulation.....	221
Les modèles sectoriels	221
Les évaluations quantitatives	225
Le champ des possibles étudiés	231
Une variante haute, intermédiaire et basse pour chaque chantier.....	231
Quelles variantes ?.....	232
Quelle combinatoire ?	253
La décarbonation vue sous l'angle énergie-climat	255
Etat des lieux : consommation d'énergie et émissions de gaz à effet de serre françaises .	255
Décarbonation : nos objectifs et nos leviers	259
Nos enseignements clés énergie-climat.....	266
La décarbonation vue sous l'angle emploi-compétence.....	299
La décarbonation concerne des millions de travailleurs.....	299
Emploi et décarbonation : une interdépendance critique	308
Activer les leviers emploi et formation pour une transition robuste	317
La décarbonation vue sous l'angle de la consommation de cuivre	321
Le cuivre, métal d'hier et de demain	321
Chaîne de valeur du cuivre et vulnérabilités d'approvisionnement	322
Les enjeux mondiaux pour la filière cuivre face à la transition énergétique	324
Enseignements clés sur la consommation de cuivre au cours de la décarbonation	327
Facteurs clés de sécurisation de l'approvisionnement en cuivre	334
Références	337
Annexe	367

Avant-propos

Pour qui regarde le monde sous l'angle des flux physiques, l'accélération des crises qui frappent l'Europe en ce début de XXI^{ème} siècle n'est guère surprenante. Ces crises, dira-t-il, sont pour la plupart liées au fait que nos placards se vident (de moins en moins d'énergie fossile disponible en Europe) et que nos poubelles sont trop remplies (trop de gaz à effet de serre dans l'atmosphère). C'est ce que nous faisons au Shift Project : étudier l'économie et les activités humaines sous l'angle des flux physiques, et sur le temps long. Ces lunettes nous révèlent les sous-jacents physiques des crises économiques.

D'abord, les placards qui se vident. Les gisements pétroliers et gaziers de la mer du Nord ont franchi leur pic de production au début des années 2000. Quelques années plus tard, on a vu se réduire de manière durable un certain nombre de flux physiques en Europe : par exemple, les tonnes chargées dans les camions déclinent lentement depuis 2008, c'est aussi le cas pour le nombre journée-skieurs. Depuis ce maximum de production, l'Europe est structurellement de plus en plus dépendante aux importations de gaz et de pétrole, malgré les réductions de consommation - qu'elles aient été organisées ou subies. C'est évidemment le terreau pour subir de nouvelles crises énergétiques et donc économiques. Au fur et à mesure que les champs pétroliers mondiaux se vident et alors que les découvertes de nouveaux champs à exploiter décroissent depuis 50 ans, le volume de pétrole à exporter au niveau mondial devrait décliner. L'Europe, importatrice structurelle d'énergie fossile, sera mise en concurrence de plus en plus rude pour cette ressource qui lui est aujourd'hui indispensable. La guerre en Iran illustre cette vulnérabilité : qu'un détroit ferme à plus de 5000 km de l'hexagone et c'est toute l'économie qui tremble.

Et les poubelles trop pleines. L'accumulation du CO₂ dans l'atmosphère, irréversible à nos échelles de temps, piège une partie du rayonnement solaire dans le système Terre. Cette énergie supplémentaire modifie lentement les grands paramètres climatiques, donnant lieu à des situations locales exceptionnelles. Pour rester en France : accélération des canicules (dont les dernières, en 2022), accélération des sécheresses (dont les dernières en 2022), accélération des inondations (record de précipitation à l'hiver 2025, avec des villes sous les eaux - Angers, Saintes), intensification des ouragans (cyclone Chido à Mayotte). Ces crises occasionnent de graves dégâts qu'il faut réparer ou prévenir, mais aussi des incapacités pour la société à fonctionner correctement pendant la crise elle-même.

Le Shift Project plaide depuis sa création pour que l'économie française se sèvre des énergies fossiles et qu'elle réduise sa contribution au changement climatique. Tant que cela n'est pas le cas, la société française continuera à vivre des crises et à se demander, au cœur de la tourmente, ce qu'il faut faire pour en sortir. Les véritables solutions ne sont malheureusement pas de court-terme. Il s'agit de transformer une partie de l'économie : électrifier nos machines et nos équipements, produire plus d'électricité (sans énergie fossile), construire les infrastructures, rénover les bâtiments et mettre en place les services qui consomment le moins d'énergie. C'est un effort de longue haleine, qui doit durer au moins une quinzaine d'années. Mais chemin faisant, de plus en plus de Français se mettront à l'abri des chocs énergétiques.

L'effort de transformation de l'économie française va avoir lieu dans un contexte dégradé de crises de plus en plus fréquentes. Nous devons le maintenir malgré les turbulences. C'est toute la question que pose ce travail transverse du Shift Project : comment décarboner malgré l'incertitude ? Comment rendre la transition française robuste aux aléas extérieurs ?

L'équipe du Shift

A propos du Shift Project

The Shift Project est un groupe de réflexion qui vise à éclairer et influencer le débat sur les défis climat-énergie. Association d'intérêt général, nous sommes guidés par l'exigence de rigueur scientifique et technique, et notre regard sur l'économie est avant tout physique et systémique.

Nous réalisons des études sur les enjeux clés de la décarbonation. Nous constituons des groupes de travail qui produisent des analyses robustes, quantitatives et qualitatives, ainsi que des propositions pragmatiques. Notre démarche de recherche est ouverte, itérative et collaborative. Nos publications sont librement accessibles à toute personne intéressée. Nous les diffusons auprès des professionnels, dirigeants et corps intermédiaires des secteurs et enjeux concernés. Ce réseau d'experts est mobilisé constamment, pour consolider nos travaux, et nous aider à les faire connaître. Nous favorisons les discussions entre parties prenantes, de manière artisanale.

Le Shift Project a été fondé en 2010 par plusieurs personnalités du monde de l'entreprise ayant une expérience de l'associatif et du public. Il est soutenu par plusieurs grandes entreprises françaises et européennes ainsi que par des organismes publics, des associations d'entreprises et, depuis 2020, par des dizaines de PME, d'ETI et de fondations. Plus rarement il fait appel, comme en 2025 avec la campagne de financement « Décarbonons la France ! » dans lequel ce travail s'inscrit, à des particuliers.

The Shifters est une association loi 1901, d'intérêt général, créée en 2014 pour apporter un soutien bénévole au Shift Project. Initialement conçu comme une structure permettant d'accueillir toute personne souhaitant supporter le Shift dans son travail de recherche, de relais ou de soutien, ils sont aujourd'hui un mouvement citoyen d'ampleur rassemblant 20 000 Shifters, dont l'ambition est de « faire shifter » la France.

Plan robuste pour l'économie française #PREF

Dans la continuité du Plan de transformation de l'économie française publié en 2022, le Shift Project franchit aujourd'hui une nouvelle étape avec le **Plan robuste pour l'économie française**. Porté par des dizaines de milliers de donateurs, de membres des Shifters et de professionnels engagés, ce travail collectif et inédit par son ampleur vise à structurer des réponses concrètes aux multiples crises contemporaines. À un an de l'élection présidentielle de 2027, cette initiative poursuit un objectif clair : donner à la France les moyens de faire face aux crises énergétiques et climatiques et de reprendre son avenir en main.

Dans ce cadre, les **démarches de consultation occupent une place centrale**. Elles contribuent à enrichir les travaux de recherche et les actions d'influence du Shift Project et des Shifters, qui mènent ce travail de terrain de manière coordonnée. Plusieurs consultations ont ainsi été lancées depuis 2024 ou sont en cours :

- La [Grande Consultation des Agriculteurs](#), qui a recueilli près de 7 800 contributions, permettant de faire émerger et porter la voix des agriculteurs dans le débat public.

- La [Grande Consultation des Maires et des élus municipaux](#) qui a recueilli les contributions de plus de 3 000 élus sur le bilan tiré en fin de mandat et les priorités et besoins pour le prochain mandat municipal.
- La [Grande Consultation du Sport](#), qui a récolté les réponses de plus de 12 000 pratiquants, dirigeants de clubs, encadrants et athlètes.
- La [Grande Consultation Santé](#), qui s'adresse aux médecins, aux infirmiers et aux pharmaciens en les interrogeant sur le lien entre leur pratique, l'énergie et le climat.

Par ailleurs, le Shift Project poursuit la publication de travaux sectoriels (alimentation, défense, textile, santé, transports...) jusqu'à 2027. Ces productions s'inscrivent dans une démarche collaborative et ouverte, menée en étroite coopération avec les professionnels concernés, fidèle à la méthode de travail du Shift.

Le 14 octobre 2026, le Shift Project publiera un ouvrage de synthèse aux Éditions Odile Jacob : *Réussir à l'ère des crises : le Plan robuste pour l'économie française*. Il s'inscrit dans la continuité du *Plan de transformation de l'économie française* (2022).

Equipe projet

Pilotage, coordination

Clément Caudron, chef de projet Transition Robuste

Maxime Efoui-Hess, coordinateur Industrie et Numérique

Héloïse Lesimple, pilote communication et affaires publiques Transition Robuste

Vinciane Martin, coordinatrice Emploi et Formation

Nicolas Raillard, coordinateur Transition Robuste

Analyses, modélisations

Damien Amichaud, Chef de projet Formation Continue

Marie Aubert, Chargée de projet éolien et photovoltaïque

Rémi Babut, Chef de projet Logement

Eric Bergé, Chef de projet Industrie

Corentin Biarreau, Ingénieur de projet Agriculture

Rémi Calvet, Ingénieur de projet Industrie

Eliott Chodur, Chargé de projet Emploi et Formation

Jean-Pierre Daverio, Analyste Industrie ferroviaire

Marlène De Bank, Ingénieure de projet Numérique & experte Spatial

Pauline Denis, Ingénieure de projet Numérique (ISTerre - Grenoble)

Cécile de Calan, Ingénieure de projet - Experte Formation & Emploi

Claire Dupré, Chargée de projet Cuivre

Adrien Fauste-Gay, Modélisateur systèmes agricoles (Doctorant CIRED – ISTerre)

Reuben Fisher, Chef de projet Fret
Laura Foglia, Cheffe de projet Mobilité Quotidienne
Béatrice Jarrige, Cheffe de projet Mobilité Longue Distance
Alexandre Olaso, Chargé de projet Capture et Séquestration du Carbone
Laurent Perron, Coordinateur Mobilité, Automobile et Cuivre
Erwan Proto, Modélisateur Industrie
Thomas Robert, Chargé de projet Agriculture et Prospective

Communication, événementiel

Mona Poulain, Chargée de communication et événementiel Transition Robuste
Théo Wittersheim, Chargé d'édition scientifique et technique
Jérémy Garcia-Zubialde, Infographies

Remerciements

The Shift Project remercie les **centaines d'experts et professionnels** sectoriels qui ont contribué à ce travail par des entretiens et des relectures. Nous remercions également les plus de **36 000 donateurs** à la Campagne de financement participatif « Décarbonons la France », sans qui ce travail n'aurait pas pu avoir lieu. Nous **remercions l'équipe Équipe Accessibilité, Inclusivité, Représentativité (AIR) des Shifters** pour leurs apports sur les enjeux de décarbonation pour les ménages.

L'équipe projet remercie également **Jean-Marc Jancovici**, Président de The Shift Project, pour ses conseils tout au long du projet, **Zeynep Kahraman-Clause**, Responsable monde académique et recherche, **Patrick Margaria**, Chef de projet Prospective Europe, **Jean-Noël Geist**, Responsable affaires publiques, **Alexandre Barré**, Conseiller affaires publiques, **Clémence Vorreux**, Coordinatrice Agriculture et Alimentation, pour leurs précieuses contributions.

L'équipe projet remercie également pour **leur expertise et leur contribution par des entretiens et relectures** : **Géraldine ADAM** – Union des Transports Publics et Ferroviaire, **Jean-François AGENOR** – Geodis, **Juliette ALAPHILIPPE** – CCCA BTP, **Dominique AMI** – Université Aix Marseille LEST, **Loïc ANTOINE** – ADEME, **Robin APOLIT** – SER biogaz, **Fanny ARAV** – UNSA Rail, **William ARKWRIGHT** – SER éolien terrestre, **Julien ARMIJO** – Climate Tech Observatory, **Jean-Luc ARTAUD** – ADEME, **Anne-Valérie AUBOUIN** – Afpa, **Olivier BARD** – GIFEN, **Caroline BARLERIN** – ASDER, **Cécile BARRERE TRICCA** – SER biocarburants, **Matthieu BARTOLETTI** – Pôle Energie BFC, **Murielle BASSEN** – CFDT FGMM, **Rémi BASTIEN** – Président honoraire du pôle NEXTMOVE, **Catherine BEAUVOIS** – France Travail, **Lucie BECDELIEVRE** – Alliance Ville Emploi, **Christophe BÉGUINET** – CFDT Chimie énergie, **Maëlie BENISTAND-HECTOR** – SER éolien en mer, **Nicolas BERGERAULT** – L'Atelier des Chefs, **Ludovic BERTRAND** – Réseau des CARIF-OREF, **Philippe BEYVIN** – CT Energie Shifters, **Cyril BIGAUT** – Bouygues Bâtiment France, **Aurélien BIGO** – Chercheur indépendant, **Alexis BILON** – ex-Bouygues, **Emmanuel BOIS** – EGLEFOR, **Loïc BONIFACIO** – Aéro Décarbo, **Théo BONNET** – CT Energie Shifters, **Christian BOULIC** – CNZ Mobility Consulting (ancien SVP R&D Stellantis), **Virginie BOULLETIER** – Constructys, **Thomas BOURDEAU**

– Enedis, **Bruno BOURDON** – Directeur Contenu & Impact MOVIN'ON, **Gauthier BOUTINEAU** – DREAL Grand-Est, **Tristan BOUTON** – La Poste, **Solène BOUVIER** – ADEME, **Marie BOVÉ** – VALOREM, **Frédéric BRANGER** – Direction Générale de l'Energie et du Climat, **Cécile BRAY** – Geodis, **Yann BRIAND** – IDDRI, **Aurélie BRUNSTEIN** – Réseau Action Climat, **Maxime CAILLOT** – Axens, **Thomas CAPELIER** – Amnyos, **Amandine CARRIÈRE** – EDF Power Solutions, **Valérie CASTAY** – AFT Transport et Logistique, **Thomas CAVEL** – CFDT Cheminots, **Gilles CAYOL** – Inspection générale de l'Education, du Sport et de la Recherche, **Patrick CAZENOBÉ** – RTE, **Tariel CHAMEROIS** – DB Schenker, **Nathalie CHAMPION** – DGESCO Education nationale, **Antoine CHAPON** – VALOREM, **Marc CHARLET** – Ancien DG NEXTMOVE, **Anne-Laure CHARPENET** – La Poste, **Nicolas CHARRIER** – CFDT Construction bois, **Marie CHERON** – T&E, **Léo CLAVURIER** – Syndex, **Thomas CLOCHON** – Syntec Ingénierie, **Chloé COCHART** – SNCF Voyageurs, **Cécile COLLOT** – Katalyse, **Maxence CORDIEZ** – Institut Montaigne, **Valérie CORNET** – AUTF, **Audrey COSPÉREC** – Citwell, **Pascale COSTA** – Inspection générale de l'Education, du Sport et de la Recherche, **Ophélie COSTENOBLE** – Réseau des CARIF-OREF, **Karine COULON** – OPCO Mobilités, **Claire COUTURIER** – Manpower Group, **Inès D'HOUDAIN** – Réseau ETRE, **Julien DA'ROLT** – CFDT FGMM, **Hervé DAGAND** – Constructys, **Sarah DALISSON** – SER éolien terrestre, **Julien DANIEL** – Métropole de Rouen-Normandie, **Emilie DAUDEY** – The Shifters, **Olivier DAUGER** – France Agrivoltaïsme, **Alain DAURON** – co-chair du "Sustainability WG" à l'INCOSE, **Xavier DAVAL** – kiloWattsol, **Marc DAVID** – The Shift Project, **Côme DE COSSÉ BRISSAC** – La Solive, **Alain DEFFONTAINES** – Région Normandie, **Marc DELAYER** – CATP, **Sylvain DELERCE** – Carbon Gap, **Olivier DELETTRE** – Move&Go, **Frédéric DELORME** – RLE, **Camille DEMARQUILLY** – Michelin, **François DEROCHÉ** – AFPAC, **Sébastien DESCOURS** – Filao Labs, **Véronique DESSEN-TORRES** – France Compétences, **Sylvaine DHION**, **Ines DJENDER** – SER biocarburants, **Thierry DU CREST** – Coordinateur interministériel vélo, **Aymeric DUCROCQ** – EDF Power Solutions, **Antoine DUFETELLE** – FM Logistics, **Antoine DUPONT** – ADEME, **Antoine DURAND** – Réseau Action Climat, **Salomé DURAND** – SER photovoltaïque, **Caroline FEL** – CFTC Transports, **Angélique FERNIER** – ANFA, **Eric FIHEY** – DualSun Academy, **Sophie FLOGNY** – Campus 19, **Maxime FORESTIER** – France Logistique, **Nicolas FORGET** – DGITM, **Michel FORRISSIER** – Consultant Automobile, **Bruno FOUCRAS** – IUT Aix-Marseille, **Nicolas FOURMONT** – Pivos, **Laurent FOURTUNE** – Kevin Speed, **Florence GALL** – France Vélo, **Thomas GALLIER** – Fédération SCOP BTP, **David GARREAU** – Syndex, **Bastien GEBEL** – T&E, **Grégory GÉLÉ** – CFDT Construction bois, **Catherine GILLET** – ATEE, **Marie-Sophie GIRARDIN** – ANFA, **Manon GLAUNINGER** – SER éolien terrestre, **Benjamin GODFROY** – Région Grand Est, **Nicolas GODLEWSKI** – The Shifters, **Jocelyn GOMBAULT** – ANFA, **Caroline GONIN** – Transdev, **Arnaud GOUAILLE** – FL Formation, **Vincent GOURMEL** – Natural Power, **Hannah GROSS** – Institut Mobilités en Transition, **Valentin GUILLON** – IFP Energies nouvelles, **Florent GUILLOU** – IFP Energies nouvelles, **Hadi MOUSSAVI** – Chargepoly, **Bertrand HANNEDOUCHE** – Fédération Française du Bâtiment, **Thomas HASSENFORDER** – Eqiom a CRH Company, **David HÉLARD** – Inspection générale de l'Education, du Sport et de la Recherche, **Pierre HELWIG** – DGITM, **Jean-Philippe HERMINE** – DG Institut Mobilités en Transition, **Stéphanie HOUDECEK** – DGESCO Education nationale, **Antoine HUARD** – Verso energy, **Marie IDMONT** – CFTC, **Karine JAN** – CPME, **Dara JOUANNEAUX** – Syndex, **Béatrice JUNG** – Transdev, **Sara KALENZAGA** – Afpa, **Alain KRAKOVITCH** – SNCF Voyageurs, **Nicolas KURTSGLOU** – Bioethanol France, **Guillaume LABBÉ** – Fédération des Entreprises d'Insertion, **Vianney LAGRANGE** – CT Energie Shifters, **Anthony LALO** – CFDT Chimie énergie, **Axel LAMBERT** – FUB, **Rémi-Pierre LAPPREND** – RLE, **Denis LARCHÉ** – DREETS Pays de la Loire, **Gilles LE BORGNE** – Ancien Directeur de l'Ingénierie PSA & Renault, **Arthur LE MOAL** – Transdev, **Franck LE NUELLEC** – CCCA BTP, **Morgane LECHARD** – Amazon, **Paul LECOMTE** – ATLANTIC, **Anne-Juliette LECOURT** – CFDT, **Maxime LEDEZ** – I4CE, **Vincent LEGRAND** – DOREMI négaWatt, **Marc LEJEUNE** – Renault, **Laurent LEMERRER** – ASFO Adour, **Guillaume LEMOULT** – The Shifters, **Hélène LEROSIER** – Synofdes, **Ralph LESCA** – Afpa, **Françoise LIEURÉ** – France Supply Chain, **Philip LLEWELLYN** – TotalEnergies, **Olivier LLUANSI** – Professeur du Cnam, **Stéphanie LOPES D'AZEVEDO** – UTPF, **Virginie LOUISE** – The Shifters, **Alizée LOZAC'HMEUR** – Make Sense, **Valérie MACREZ** – France

Supply Chain, **Florent MALAISÉ** – CFDT Transport ferroviaire, **Clément MALLET** – C4, **Luc MARBACH** – Ancien DG VEDECOM et Ancien Président SIA, **Alexis MARCADET** – REVOLTE, **William MARÉCHAL** – CT Energie Shifters, **Noémie MARTIN-PASCUAL** – Bloomr Impulse, **Simon MARTINEZ** – MTZS Solutions, **Marie MELIN** – DREETS Occitanie, **Nicolas MERCAT** – Maire du Bourget-du-Lac, **Etienne MERCIER** – Groupe SANEF Directeur du développement des concessions, **Jean-Carl MILLET** – CFTC Transports, **Christophe MIMEUR** – Université de Cergy, **Lucas MIRGALET** – Thermiconseil, **Vincent MONTREUIL** – Inspection générale de l'Education, du Sport et de la Recherche, **Gilles MOREAU** – Consultant énergie chez RVRBR, **Léana MSIKA** – AgroParisTech Innovation, **Natacha NASS** – MCIPREB Ministère de la Transition écologique, **Niluphar AHMADI** – ANFA, **Jacqueline NYASSI** – DGITM Ministère de la Transition écologique, **Jean OBERLÉ** – Amazon, **Marie OLIVE-OTTO** – CGDD, **Benoît OSTERTAG** – CFDT FGMM, **Edouard PARANT** – Coordinateur national des SERM, **Thibault PEDRONO** – Fédération Française du Bâtiment, **Cédric PHILIBERT** – Chercheur associé au centre énergie climat de l'IFRI, **Brice PHILIPPE** – Région Grand Est, **Gaétan PIEGAY** – Les Boîtes à Vélo, **Adeline PILLET** – ADEME, **Mathilde PIRON** – L'Opcommerce, **Sébastien PIVIDAL** – Agence d'Urbanisme de l'Agglomération de Tours, **Julien POINTILLART** – Groupe SANEF Directeur délégué Environnement et RSE, **Odile PREVOT** – PREVOT STRAT&CO, **David PRIMIERO** – OPCO Mobilités, **Gabriel QUENTIN** – Oktave, **Pascal QUERU** – SECAFI, **Eric QUINTON** – Fédération Française du Bâtiment, **Linda RADI** – Afpa, **Séverine RENGNET** – Ferrocampus, **Thierry REYNARD** – Afpa, **Frédéric RIGAL** – Aéro Décarbo, **Régis RIGAUD** – Inspection générale de l'Education, du Sport et de la Recherche, **Joris ROBILLARD** – Natural Power, **Aimé Frédéric ROSENZWEIG** – Renault Supply Chain Group, **Christian ROY** – Force Ouvrière Bâtiment, **Matthieu SAULGEOT** – Transdev, **Jean-François SAUVAGE** – ex-EDF, **Benoît SCHMALTZ** – Université Jean Monnet, **Céline SCORNAVACCA** – FUB, **Emmanuel SERNA** – Inspection générale de l'Education du Sport et de la Recherche, **Tony SILVA** – Milence, **Jérémy SIMON** – SER, **Alexandre SINÉ** – Enedis, **Laurent SMAGGHE** – CGT EDF Power Solutions, **Bastien SOYEZ** – Transdev, **Pauline SUIRE** – Promotrans, **François TAINURIER** – DGITM Ministère de la Transition écologique, **Benjamin TANNEAU** – Université de Brest, **Camille TARRIEU** – SER photovoltaïque, **Régis TEIRLINCK** – AFTRAL, **Matthieu TEZENAS** – MEDEF Hauts de France, **Sébastien THUVENIN** – Lycée des métiers de l'Efficacité énergétique et du BTP François Arago, **Robert TIAM** – AFPA, **Pauline TOUSSAINT** – REVOLTE, **Eva TRANIER** – Haut-commissariat à la stratégie et au plan, **Julien TROCCAZ** – SUD Rail, **Jean-Louis TURPIN** – CFDT FGMM, **Nicolas VALLIN** – Dassault Systèmes, **Adrien VANDEVELDE** – Synesi, **Etienne VEKEMANS** – Propassif, **Laurent VERDIER** – BW Ideol, **Ludovic VERMEULEN** – Ferrocampus, **Timon VICAT-BLANC** – Aéro Décarbo, **William VIDAL** – Groupe VIDAL, **Maud VIGNAUD** – Compagnons du Tour de France, **Dominique VIGNOT** – Les Acteurs de la Compétences FAB21, **Jonathan VILLOT** – Mines de Saint-Etienne, **Anne-Claude VITALI** – CFDT FGMM, **Kateryna VORONETSKA** – IFP Energies nouvelles, **Isabelle WEBER** – Esterifrance, **Selma ZAMBRANA** – Université d'Orléans IUT de l'Indre, **Sylvain ZUBER** – SECAFI.

Contexte, objectifs et approche de l'étude

L'Europe vulnérable face à des aléas énergétiques et météorologiques qui devraient être de plus en plus fréquents

Les crises les plus récentes ont démontré de manière éclatante le lien intime entre les activités humaines (économiques ou non) et l'énergie.

La crise COVID a rappelé le lien intime entre l'activité économique, l'énergie et les émissions de gaz à effet de serre (GES). L'apparition du COVID (dont la cause est encore débattue), pourrait être liée à la déforestation (favorisant le passage d'une zoonose, un virus animal, à l'être humain), déforestation elle-même émettrice de gaz à effet de serre. La crise COVID a rappelé la nature ultimement physique de l'économie :

- Par différentes formes de confinement, les transports ont été mis à l'arrêt pendant plusieurs semaines voire mois, à différents endroits du monde et à différentes échelles, à différents moments de l'année 2020, en particulier le trafic aérien et les déplacements du quotidien ;
- Les rassemblements étant contraints pour éviter la diffusion du virus, la production économique et la distribution des biens et services ont été altérées ;
- De ces faits, les consommations énergétiques et les émissions de CO₂ nationales et mondiales ont significativement été réduites en 2020 : d'environ 5% pour le monde [1], et de 11 % pour la France [2]. En France, la baisse des émissions des transports (hors aérien international) a été de 15 %, et celle de l'industrie et de la construction d'environ 10 %.

La reprise économique mondiale, en 2021, a généré une forte demande d'énergie, qui n'a pas pu être entièrement couverte par la reprise de la production, mettant en tension la reprise économique européenne et française. Cela a été dû à la reprise lente des exportations de pétrole et gaz de la part des pays de l'OPEP+ [3], et à l'inertie de la reprise d'activité suite à une réduction significative des investissements dans l'exploitation pétrolière en 2020 [4]. Les prix de l'énergie ont largement augmenté dès l'automne 2021 en France : d'environ 65% pour le gaz et 50% pour le pétrole acheté par les entreprises, et d'environ 20% pour l'électricité [5], dont le prix est corrélé, en Europe, à ceux des combustibles fossiles.

Cette crise énergétique est aggravée par l'invasion de l'Ukraine par la Russie en février 2022. Cette invasion est suivie de plusieurs réductions progressives des exportations de gaz russe vers l'Europe. Pour la France, elles sont partiellement remplacées par des importations de gaz naturel liquéfié (LNG) des Etats-Unis d'Amérique¹, et compensées par des efforts de sobriété dans le bâtiment (logement et tertiaire) et par une réduction de la consommation dans l'industrie [6, 7, 8]. Cette crise révèle à nouveau le lien entre énergie et activité (économique ou non) du territoire, mais dans une causalité inverse de celle de la crise COVID : la contrainte énergétique induit une contrainte sur l'activité, à la différence de la crise COVID où l'activité

¹ La France devenant à cette occasion un point de débarquement du LNG américain pour irriguer l'Europe.

était contrainte par décision collective (les confinements), induisant une réduction de la consommation d'énergie.

Depuis, les tensions géopolitiques se sont exacerbées, et pourraient à nouveau impacter les flux d'énergie fossiles entre les grandes régions et en leur sein. Par exemple, la guerre d'Iran en 2026 fait peser des risques sur le transport de pétrole mondial : le détroit d'Ormuz voit transiter environ 25 % du transport mondial de pétrole et 20 % du transport de LNG [9, 10]. Elle fait également peser des risques sur les exportations iraniennes (qui représentaient environ 5 % des exportations mondiales en 2018 [11]) et de manière générale sur les exportations des pays du Golfe Persique [12].

La France est particulièrement exposée à de tels soubresauts depuis le déclin de la production pétrolière en mer du Nord, à partir du début des années 2000. La part relative des importations de pétrole hors Europe augmente depuis lors : la mer du Nord couvrait presque 40 % des importations françaises en 2000, pour environ 10 % aujourd'hui [13]. Les analyses prudentielles menées par le Shift Project sur les approvisionnements pétroliers et gaziers européens précisent ces risques pour la décennie 2020 [14, 15]. La France est également exposée, bien que de manière moins directe, par ses importations de biens, dont la production et le transport requièrent de l'énergie consommée ailleurs [16].

Au fur et à mesure que les gisements pétroliers et gaziers mondiaux se videront, remplacés que de plus en plus partiellement par de nouvelles découvertes, et tant que l'Europe dépendra d'elles, elles seront sources croissantes de menaces sur nos activités (économiques ou non) et de perte d'autonomie stratégique.

Par ailleurs, la France sera exposée de manière croissante aux aléas climatiques extrêmes. Dans le même temps, certains aléas climatiques extrêmes augmentent en fréquence et en intensité dans le monde (vagues de chaleur, fortes précipitations, cyclones tropicaux) [17]. La France y est exposée, et tout particulièrement les Outre-mer : sécheresses, inondations, retrait-gonflement des argiles, érosion du littoral, feux de végétation, devraient se faire plus fréquents. Des efforts d'adaptation sont planifiés par l'Etat, dans son 3e Plan national d'adaptation au changement climatique [18], pour limiter les conséquences prévisibles de ces aléas.

Dans ce contexte, il est urgent d'accélérer la décarbonation de l'économie française, et de sécuriser cette accélération face aux crises à venir. La décarbonation est en soi une manière de réduire l'exposition des activités françaises aux crises sur les énergies fossiles, à condition de ne pas reposer massivement sur des énergies bas carbone importées. Il est plus que jamais urgent d'accélérer les efforts. Pour ce faire, la planification reste l'outil premier pour réduire l'incertitude pour l'ensemble des acteurs. Mais cette planification doit également tenir compte du fait que les acteurs français ne maîtriseront pas entièrement leur trajectoire dans les 20 ans qui viennent. L'exacerbation des crises géopolitiques actuelles, ou l'apparition de nouvelles crises, ainsi que l'arrivée d'événements météorologiques extrêmes plus nombreux et intenses, sont autant de facteurs qui pourraient, malgré les meilleurs efforts, nuire à l'effort de décarbonation de la France. Il s'agit d'en tenir compte pour mieux sécuriser la décarbonation.

Du Plan de transformation de l'économie française (PTEF) au Plan robuste pour l'économie française (PREF)

Fin 2021 et début 2022, le Shift Project publiait son plan de transformation de l'économie française (PTEF), composé d'une quinzaine de rapports thématiques et d'un livre de synthèse. Le PTEF mettait sur la table un ensemble de propositions concrètes pour la France, visant à entamer une réduction forte de ses émissions de gaz à effet de serre et de ses consommations d'énergie fossile, de 5%/an, dès 2022 et jusqu'à 2050.

Une modélisation quantitative assurait la cohérence de ce plan du point de vue des flux physiques et des besoins en emploi, à l'échelle du territoire français. Par exemple, le PTEF propose un fort déploiement du train de voyageurs, par des déploiements d'infrastructures ferroviaires, de matériel ferroviaire, d'offres de train variées, et d'adaptation des à-côtés du voyage pour pouvoir se passer de voiture. La modélisation permet de quantifier les effets de ces mesures sur les consommations d'énergie, et sur les émissions de gaz à effet de serre de l'économie française. L'analyse quantitative du besoin d'emplois estimait le nombre d'emplois à créer dans la filière ferroviaire pour que ce déploiement se fasse effectivement au bon rythme.

L'objectif du PTEF était de convaincre un maximum de décideurs politiques et économiques de planifier la transition, avec des propositions concrètes et chiffrées. Le besoin d'impulser des chantiers conséquents sur le temps long (déploiement du nucléaire et des énergies renouvelables, déploiement du ferroviaire, des voitures électriques sobres, etc.), et l'apparition de concurrences d'usage de l'énergie bas carbone, encore relativement rares d'ici 2050 malgré un possible développement rapide, appelaient (et appellent toujours) à une planification de la décarbonation française. Nos travaux ont mis en avant les grandes contraintes physiques dont la France devra tenir compte pour sortir des énergies fossiles : le territoire ne pourra pas produire suffisamment de gaz et de carburants d'origine végétale pour remplacer telles quelles les énergies fossiles, et la production d'électricité sur le territoire ne pourra pas être arbitrairement élevée d'ici 2050. Pour réussir les transformations dans les différents secteurs, l'Etat doit donner une visibilité à long terme aux acteurs pour assurer une stabilité de l'effort de chacun, pour que les individus puissent trouver leur place dans une France qui se décarbone, et doit garantir une coordination entre acteurs de filières différentes.

La publication du PTEF a été concomitante à celle d'autres exercices prospectifs français : les Futurs énergétiques 2050 (RTE), Transition(s) 2050 (ADEME) ou encore le scénario négaWatt (Association négaWatt). Les Futurs énergétiques proposaient une analyse des enjeux pour le système électrique français à moyen et long terme (2050), par 3 scénarios de consommation électrique contrastés et 6 scénarios de production électrique, explorant les options avec, ou sans relance du nucléaire. Les Transition(s) 2050 exploraient 4 scénarios contrastés pour la France, autour d'idéologies différentes : Génération frugale, Coopérations territoriales, Technologies vertes et Pari réparateur. Le scénario négaWatt explorait la possibilité de décarboner l'économie française par son approche mettant en avant la sobriété, puis l'efficacité, et enfin le développement des énergies renouvelables. Le Shift Project, l'ADEME et négaWatt se sont associés pour faire ressortir les grands enseignements à tirer de la mise en commun de tous ces travaux français, par le site comprendre2050.fr publié début 2025.

Par ailleurs, suite aux élections présidentielles de 2022, l'État s'est doté d'un organisme interministériel, placé sous l'autorité du Premier Ministre, pour faciliter les actions de transition

concertées et transversales : le Secrétariat général à la planification écologique (SGPE). Cet organisme a depuis publié de nombreux travaux prospectifs pour affiner les enjeux et les objectifs de décarbonation secteur par secteur, préciser les arbitrages à réaliser sur certaines ressources rares (dont la biomasse), sécuriser certains chantiers de décarbonation, etc., à l'horizon 2030.

Si ces travaux ont permis, collectivement, de faire émerger les grands enjeux, les lignes d'actions sans regret, et les grands choix encore ouverts, ils supposaient en majorité un monde stable et prévisible, dans lequel chaque décision d'ampleur porte entièrement ses fruits, au rythme prévu, dans lequel chaque objectif est atteint à temps, entre 2022 et 2050. Ces travaux exploraient ce qu'il se passerait avec des jeux de décisions contrastés, afin d'en éclairer les résultats et contreparties, mais ils n'exploraient pas l'effet de tomber en deçà de certains objectifs, ni les risques à parier sur l'atteinte de tel ou tel objectif. Cette approche doit être revue à l'aune du contexte de crises qui s'installe.

Dans le cadre du Plan robuste pour l'économie française (PREF), le Shift Project souhaite explorer la transition en tenant compte du fait que le monde sera incertain, et que les acteurs français ne pourront pas tout maîtriser dans les 25 prochaines années. La présente étude *Réussir la transition dans l'incertitude* est la brique technique du PREF qui apporte de nouveaux enseignements en réinterrogeant le PTEF sous l'angle des incertitudes.

Explorer l'avenir pour mieux sécuriser la décarbonation française face aux incertitudes

Les prospectivistes et planificateurs français intègrent progressivement la notion d'incertitude et de paris sur l'avenir dans leurs travaux.

En 2021, RTE mène une première réflexion sur les incertitudes liées à des paris technologiques ou industriels pour l'avenir du système électrique. Les « Futurs énergétiques 2050² » de RTE³ [19] proposent une analyse des incertitudes associées aux différents paris sur lesquels reposent ses scénarios de transformation du système électrique. Par exemple, les scénarios proposant un mix électrique 100 % renouvelable reposent sur des paris industriels ou techniques jugés fortement incertains. A l'opposé, celui proposant un mix avec une forte relance du nucléaire d'ici 2050 repose sur des paris industriels là aussi jugés fortement incertains.

² Rapport publié dans le cadre de la planification à long-terme du système électrique français, à l'issue d'un travail collaboratif d'ampleur.

³ RTE, l'opérateur du réseau de transport d'électricité

Enseignement n° 11

Prérequis technologiques et industriels associés aux différents scénarios et incertitudes

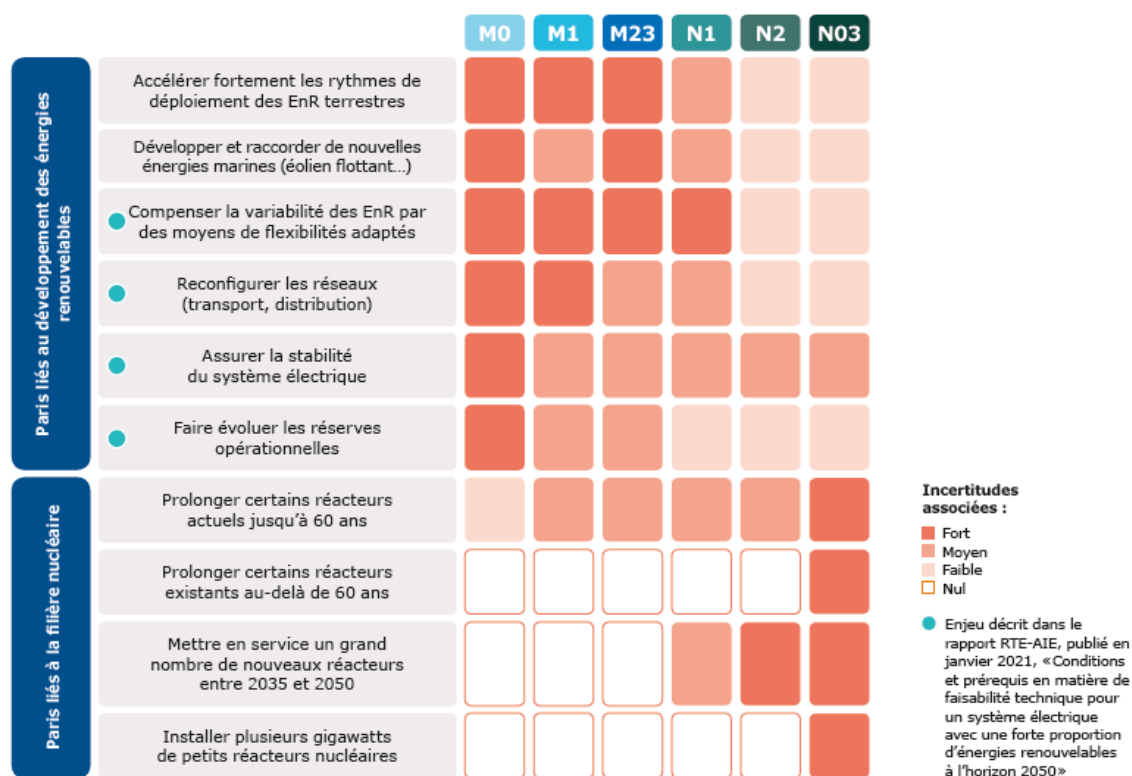


Figure 1 : Prérequis aux scénarios des Futurs Énergétiques 2050 de RTE [19]

L'analyse d'incertitude démontre qu'une planification visant à sécuriser la décarbonation ne propose pas forcément les mêmes lignes d'action qu'une planification qui viserait une trajectoire de décarbonation particulière. RTE tire un enseignement de son analyse d'incertitude : « Un scénario conservant une capacité de production nucléaire importante associé à un développement conséquent des renouvelables est de nature à limiter le risque de non-atteinte des objectifs climatiques ». Ainsi, pour que l'industrie électrique contribue à sécuriser la décarbonation, elle doit déployer à la fois des énergies renouvelables et l'électronucléaire en quantité importante. Une trajectoire spécifique pourrait au contraire viser de se passer de telle ou telle technologie, ou viser des objectifs moins élevés.

Le projet de stratégie nationale bas carbone assume viser un certain degré de robustesse. La stratégie nationale bas carbone n°3 (SNBC 3), en projet début 2026 [20], indique proposer « un chemin crédible et robuste » qui ne repose pas sur des « paris technologiques majeurs », et qui sollicite les leviers de sobriété de manière « raisonnée » (c'est-à-dire, associés à des paris sur les changements de comportement jugés faiblement incertains). Elle mobilise de nombreux tests de sensibilité pour illustrer des alternatives et les conséquences associées sur les émissions de GES et les consommations d'énergie : sensibilité du puits forestier au réchauffement climatique, sensibilité de la trajectoire française à la décarbonation du reste du monde, à la vitesse d'électrification des voitures et des poids lourds, à l'évolution du trafic aérien, à la disponibilité en carburant aérien durable (SAF), à la part du ferroviaire atteinte, à l'ampleur de l'électrification des procédés, au niveau de réindustrialisation, au déploiement des pompes à chaleur, à l'atteinte du décret tertiaire, ou encore à la disponibilité en gaz bas carbone.

Par la présente étude, le Shift Project vise à apporter des enseignements et propositions utiles à sécuriser la transformation de l'économie française, vers sa décarbonation et sa sortie des énergies fossiles, en réinterrogeant son Plan de transformation de l'économie française sous l'angle des incertitudes. Le Shift souhaite faire émerger des enseignements nouveaux, pour rendre la décarbonation française robuste aux aléas des 20 prochaines années, dans la lignée des premiers travaux de RTE ou du projet de SNBC. Ce rapport présente à la fois la méthode d'analyse d'incertitude que nous avons mise en œuvre autour du PTEF et les enseignements que nous en avons tirés. Les propositions faites dans le PTEF nous semblent toujours d'actualité ; l'analyse d'incertitude vient à la fois renforcer certaines propositions, et en ajouter d'autres.

Notre méthode : des analyses par grand chantier de transformation, et une analyse globale d'incertitude

L'objectif de cette étude est d'apporter des enseignements et propositions utiles à sécuriser la décarbonation française. Notre approche générale s'est déroulée en deux volets, le premier permettant d'alimenter le second. Ce rapport s'articule en deux grandes parties, chacune correspondant à un volet.

Le premier volet vise à explorer les conditions de réussite d'une vingtaine de chantiers de décarbonation incontournables ou emblématiques (à défaut d'être exhaustifs). Ces chantiers correspondent peu ou prou à l'évolution de grandes filières jouant un rôle clé dans la décarbonation : le déploiement du vélo, des transports en commun du quotidien, de la voiture électrique sobre, la massification du ferroviaire pour les voyages et le transport de marchandises, le déploiement des poids lourds électriques, des pompes à chaleur dans le logement, la rénovation thermique des logements, la production d'acier bas carbone, d'hydrogène bas carbone, la capture et séquestration du carbone, la transformation des pratiques d'élevage, de la gestion du cycle de l'azote, le maintien et le développement de la production électronucléaire, le déploiement des énergies renouvelables électriques, la maîtrise du développement des centres de données, le déploiement soutenable des bioénergies, et le maintien et développement des puits de carbone naturels.

Par une revue de la littérature existante et par de nombreux entretiens d'experts, nous avons fait ressortir les conditions pour maîtriser l'évolution de ces filières afin qu'elles contribuent au mieux à la décarbonation de la France. Réunir ces conditions ne garantit bien sûr pas une maîtrise totale de la filière (d'autant moins dans un monde incertain !), mais, sans elles, l'atteinte d'une pleine contribution de la filière à la décarbonation est compromise.

Le second volet vise à explorer un ensemble de trajectoires de décarbonation plus ou moins poussée, pour tirer de grands enseignements quant aux lignes d'actions pour sécuriser la décarbonation de la France, ou autrement dit, pour garantir sa robustesse⁴ face aux aléas. La trajectoire dessinée par le PTEF a servi de cadre à cette analyse d'incertitude. De nombreuses variantes ont été simulées, chacune mettant en scène nos chantiers de décarbonation, mais à chaque fois à des niveaux de réussite différents. Par exemple, une trajectoire explore ce qui se passe si le déploiement de la voiture électrique sobre atteint un niveau ambitieux, le déploiement des pompes à chaleur dans le logement

⁴ La robustesse désigne la capacité d'un système à remplir ses fonctions malgré un certain nombre d'aléas extérieurs. Rendre la décarbonation robuste signifie pour nous augmenter les chances qu'elle se réalise malgré les aléas des 25 prochaines années. La robustesse se distingue de la résilience, qui désigne la capacité d'un système à retrouver tout ou partie de ses fonctions après qu'il a subi un choc qui a affecté ses fonctions (et donc, auquel il n'était pas robuste).

aussi, mais que la massification du ferroviaire échoue, la maîtrise du trafic aérien aussi, et que le déploiement des filières de production électrique est mitigé, etc. Une cartographie des futurs énergétiques pour la France est ainsi esquissée, et permet de faire ressortir les actions permettant de sécuriser au mieux la décarbonation.

Les trajectoires ont été analysées sous différents prismes, permettant de tirer des enseignements différents :

- Un prisme énergie-carbone, qui permet d'évaluer les niveaux de décarbonation et de dépendance aux énergies fossiles le long de la trajectoire, ainsi que le cumul des émissions de GES sur la période 2025-2050.
- Un prisme cuivre, qui permet d'évaluer la consommation annuelle de cuivre due aux chantiers de décarbonation.
- Un prisme emploi et formation, qui permet d'évaluer les besoins en emploi pour assurer les chantiers de décarbonation, et les besoins préalables de formation et de recrutement.

PARTIE 1: 20 CHANTIERS CLÉS DE LA TRANSITION ET LEURS PRÉREQUIS CRITIQUES

**DANS LE CADRE DE NOTRE
PLAN ROBUSTE POUR L'ÉCONOMIE FRANÇAISE**



Décarboner l'économie française passe concrètement par le déploiement d'un certain nombre de chantiers. Cette étude a retenu une vingtaine de chantiers que nous considérons comme incontournables, et emblématiques en ceci qu'ils illustrent différentes dimensions, différents enjeux clés, ou différents points de blocages potentiels de la transition. Certains sont très visibles dans le débat public, d'autres plus confidentiels, mais tous sont décisifs pour la réussite de l'ensemble.

20 chantiers incontournables pour réussir la transition.

La liste des chantiers retenus ne saurait prétendre à l'exhaustivité : de nombreux autres chantiers, cruciaux eux-aussi, auraient également pu faire l'objet d'une analyse approfondie⁵.

Les chantiers retenus couvrent cependant une large partie des enjeux de décarbonation et illustrent l'ensemble des familles d'actions que la France doit mener et accélérer. La vingtaine de chantiers ayant fait l'objet de nos analyses détaillées couvre un vaste périmètre : ils englobent nos principaux secteurs d'activités, et correspondent à la grande majorité de nos consommations d'énergies fossiles, et de nos émissions de gaz à effet de serre. Leur réussite ou leur échec conditionne, très largement, la réussite ou l'échec d'ensemble de la décarbonation française. Ces chantiers sont emblématiques des grands axes d'action à développer et accélérer pour décarboner l'économie française : maîtrise de la consommation d'énergie, électrification, déploiement de la production électrique bas carbone, déploiement des bioénergies, transformation des pratiques agricoles et des procédés industriels, et stockage du carbone atmosphérique.

Le tableau ci-dessous liste les chantiers étudiés dans la suite de cette partie.

Déploiement du vélo	Chapitre 1
Extension des transports en commun	Chapitre 2
Déploiement de la voiture électrique sobre	Chapitre 3
Massification du train passagers	Chapitre 4
Décarbonation de l' aérien	Chapitre 5
Relance du fret ferroviaire	Chapitre 6
Déploiement des poids-lourds électriques	Chapitre 7
Rénovation des habitations	Chapitre 8
Déploiement des pompes à chaleur	Chapitre 9
Maîtrise du développement des centres de données (data centers)	Chapitre 10
Production d' acier bas-carbone	Chapitre 11
Production d' hydrogène bas-carbone	Chapitre 12

⁵ Voir inventaire indicatif dans Chapitre n°20 : Les autres chantiers de la décarbonation.

Capture et séquestration de carbone (CCS)	Chapitre 13
Transformation de la gestion du cycle de l'azote	Chapitre 14
Transformation des pratiques d'élevage	Chapitre 15
Développement des énergies renouvelables électriques	Chapitre 16
Maintien et développement de la production nucléaire	Chapitre 17
Déploiement soutenable des bioénergies	Chapitre 18
Maintien et développement des puits de carbone naturels	Chapitre 19
Autres chantiers de la décarbonation	Chapitre 20

Tableau 1 : 20 chantiers incontournables pour réussir la transition

Dans les transports : déploiement du vélo, des transports en commun et du train au détriment de la voiture, de l'avion et des camions ; électrification des véhicules routiers ; et décarbonation de l'aérien

Les transports sont responsables d'environ un tiers des émissions de GES françaises.

Aujourd'hui, la mobilité des personnes repose largement sur la voiture individuelle thermique (environ 60 % des distances parcourues), voiture souvent surdimensionnée ; elle repose également sur l'avion (environ 20 % des distances parcourues), fonctionnant essentiellement au kérosène fossile. Le transport des marchandises repose principalement sur des camions et véhicules diesel. C'est de tout cela dont il faut sortir.

La décarbonation de notre mobilité quotidienne (domicile-travail, courses, école, loisirs, etc.) repose sur un certain nombre de leviers : réduction des distances parcourues (par des évolutions d'urbanisme, ou le télétravail), réorganisation de nos déplacements autour d'un bouquet de modes plus efficaces (moins de voiture et plus de modes collectifs ou actifs), déploiement du covoiturage, électrification et amélioration de l'efficacité des voitures (voitures électriques sobres), et mesures facilitant ces changements ou les rendant plus efficaces (réduction de l'espace disponible à la voiture dans les centres-villes, autopartage, écoconduite). Parmi eux, le report modal des voitures particulières vers les mobilités actives et collectives nous semble incontournable et emblématique de mesures de maîtrise de la consommation énergétique. Cette étude propose donc une focale sur le chantier du **déploiement du vélo** et sur celui de la poursuite du **déploiement des transports en communs**. Parallèlement à cela, la voiture restant incontournable dans bien des situations, l'électrification du parc automobile par le **déploiement de voitures électriques sobres** a également été retenu comme chantier incontournable, emblématique des actions d'électrification que va devoir mener la France.

Sur la longue distance (les voyages, pour tourisme, visite à la famille ou professionnels, etc), la décarbonation requiert une réduction des distances parcourues en avion (voyager moins loin, moins fréquemment mais pour des séjours sur place plus longs), la réorganisation de nos voyages autour d'un bouquet de modes plus efficaces et électrifiés (trains, autocars), la réduction des consommations par kilomètre (trains et voitures plus efficaces, réduction des

vitesse sur les routes et écoconduite), et la décarbonation des modes (voitures électriques, kérosène décarboné pour l'aérien). Là-aussi, nous avons retenu le report modal de la voiture et de l'avion vers le train, comme incontournable et emblématique des mesures de maîtrise de la consommation énergétique que doit mettre en place la France. Le chantier retenu est la **massification du train passagers**, en permettant à ce mode de transport particulièrement efficace et bas-carbone de poursuivre sa croissance, dans la durée. Nous avons d'autre part retenu le chantier clé de la **décarbonation de l'aérien**, par la réduction du trafic et la montée en puissance des carburants d'aviation durables.

La décarbonation du transport de marchandises, outre qu'elle sera facilitée par la réduction du besoin de transport (baisse du volume d'énergies fossiles et des matériaux de construction à transporter, relocalisation régionale des activités agricoles), devra passer par l'utilisation des modes les plus efficaces énergétiquement (train, ou cyclologistique pour l'urbain), un meilleur remplissage des véhicules (optimisation des flottes, réduction des cadences d'envoi, mutualisation des produits entre marques), l'électrification et l'amélioration technologique des camions, ou encore la réduction des vitesses sur autoroute. Nous avons retenu pour chantiers la **relance du fret ferroviaire et le déploiement des poids-lourds électriques**, comme incontournables et emblématiques de la maîtrise de la consommation d'énergie et de l'électrification.

Dans le bâtiment : rénovation thermique et décarbonation du chauffage

Le bâtiment (logement et tertiaire⁶) représente environ 15 % des émissions de GES françaises. 37 % des logements sont chauffés au gaz (aujourd'hui essentiellement fossile) et 7 % au fioul [21]. Environ 20 millions de logements sont en étiquettes D à G.

Dans le **logement**, la décarbonation passe donc par la **rénovation des habitations**, maisons individuelles et logements collectifs, afin de réduire la consommation d'énergie nécessaire pour se chauffer. Elle requiert en outre de décarboner les moyens de chauffage utilisés : le **déploiement des pompes à chaleur** doit permettre de remplacer aussi vite que possible les chaudières au gaz et au fioul, aujourd'hui majoritaires. Les enjeux sont similaires dans le tertiaire.

Dans le numérique : maîtrise du développement des centres de données

Le numérique a un impact matériel, énergétique et climatique bien réel, à travers la construction et le fonctionnement des centres de données, des réseaux et des terminaux. **En France, il représentait 4,4 % de l'empreinte carbone du pays en 2022** [22]. Ses émissions continuent d'augmenter, d'environ 5% par an, tirées par le déploiement intensif des infrastructures et des usages, et notamment par la dynamique de déploiement des centres de données, elle-même liée à celle de l'IA générative.

Ce déploiement rapide risque d'induire une forte hausse de la consommation d'électricité. Il importe dès lors de réussir la **maîtrise du déploiement des centres de données**, sous peine de prendre le risque d'un conflit d'usage fortement accru sur l'électricité bas-carbone entre secteurs consommateurs.

⁶ Aucun chantier de ce secteur n'a été analysé dans cette étude.

Dans l'industrie : production d'acier et d'hydrogène bas carbone, capture et séquestration du carbone

L'**industrie** pèse pour près de 20 % des émissions de GES françaises. Certaines filières sont particulièrement émettrices : la production d'acier repose aujourd'hui sur des hauts-fourneaux fonctionnant au charbon, les engrais azotés sont produits à partir de gaz fossile, et le ciment est à l'origine d'importantes émissions de CO₂ dites « de procédés » via la réaction chimique de calcination. A elles seules, ces filières représentent près des deux tiers des émissions du secteur.

Ont été retenus le déploiement de la **production d'acier bas-carbone**, notamment à base de réduction directe à l'hydrogène et de four à arc électrique, et le déploiement de la **production d'hydrogène bas-carbone**, afin de fournir rapidement des volumes conséquents aux secteurs qui seront consommateurs (acier vert, engrais bas-carbone, ou encore carburants de synthèse pour l'aérien). Ces chantiers sont emblématiques de l'électrification que doit mener la France. Enfin, nous avons retenu la mise en place de **capture et séquestration de carbone** sur les sites dont les émissions resteront « incompressibles » (comme les émissions de procédé du ciment), pour les capter en sortie d'usine et les enfouir dans des formations géologiques adaptées. Ce chantier est emblématique des mesures visant à stocker du carbone hors de l'atmosphère.

Dans l'agriculture : transformation des pratiques d'élevage et gestion du cycle de l'azote

L'**agriculture** représente pour sa part plus de 20 % des émissions de GES françaises, notamment via les émissions de méthane des cheptels bovins et via les émissions de protoxyde d'azote induites par l'épandage des engrais azotés. Pour les réduire, il importe de réussir la **transformation de nos pratiques d'élevage**, en réduisant de façon maîtrisée la taille des cheptels bovins en général, tout en préservant l'élevage extensif – qui permet de maintenir les prairies permanentes, qui stockent du carbone. Il faut aussi réussir la **transformation de notre gestion du cycle de l'azote**, en particulier via le développement des légumineuses, dont le pouvoir de fixation symbiotique de l'azote permet de limiter le recours aux engrais de synthèse.

Dans la production énergétique : maintien et développement du nucléaire, déploiement des énergies renouvelables, développement soutenable de la biomasse énergie

Le secteur énergétique doit se préparer à fournir les importantes quantités d'énergie bas-carbone qui seront nécessaires à la décarbonation de tous les secteurs précédents. Une large part de cette décarbonation reposera sur l'électrification des usages : voiture électrique, camion électrique, pompes à chaleur, acier bas-carbone ou encore hydrogène bas-carbone. Il faut donc être en mesure de fournir d'importants volumes d'électricité bas-carbone et pour ce faire deux filières majeures doivent être sollicitées : le nucléaire et les énergies renouvelables électriques.

Le premier chantier retenu pour ce secteur est le **maintien et le développement de la production nucléaire**, d'une part en réussissant la prolongation du parc nucléaire historique, et d'autre part en réussissant le lancement du nouveau nucléaire, et notamment du programme EPR2. Le second chantier est celui du **déploiement des énergies renouvelables électriques**, et en particulier du photovoltaïque, de l'éolien terrestre et de l'éolien en mer. Ces

chantiers sont cruciaux, et emblématiques de l'évolution à mener pour le système électrique français.

Parallèlement à cela, les bioénergies – biocarburants, biogaz et bois-énergie – auront aussi un rôle important à jouer, même si celui-ci sera limité par différentes contraintes surfaciques, agronomiques ou encore agroécologiques : le troisième chantier énergie est celui du **déploiement soutenable des bioénergies**, illustratif des développements qui doivent être menés de façon limitée.

Maintien et développement des puits de carbone naturels

La décarbonation de l'économie française passe par le maintien et le développement des puits de carbone naturels, agricoles et forestiers, afin de compenser, au moins partiellement, les émissions des secteurs les plus difficiles à décarboner (agriculture, industrie, aviation...). Ces puits correspondent concrètement à la capture de carbone atmosphérique par la pousse annuelle des végétaux, et à leur stockage naturel dans les sols agricoles et dans les forêts (sols et bois des arbres).

Ce chantier fait donc l'objet d'une analyse dans cette étude. A l'heure où les terres agricoles émettent plus de carbone qu'elles n'en captent, du fait de la perte des prairies permanentes, il est important d'inverser le mouvement en préservant ces dernières et en développant les pratiques agricoles stockantes. A l'heure où les puits forestiers diminuent, sous l'effet des canicules, des sécheresses, des incendies et des maladies, il importe de les conserver en adaptant nos forêts au réchauffement climatique, et de leur permettre de regagner du terrain. Ce chantier est emblématique des mesures visant à stocker du carbone hors de l'atmosphère.

Objectifs et méthode de l'analyse par chantier

Chacun de ces chantiers a fait l'objet d'une analyse détaillée pour :

- **Faire le point sur l'avancement du chantier à date**
- **Identifier ses conditions de réussite**, et ses points de blocage actuels ou potentiels

L'analyse a principalement reposé sur une étude bibliographique et sur de nombreux entretiens (plusieurs centaines) avec les acteurs. Les documents de référence sur chaque chantier ont été pris en compte : rapports d'institutions publiques, de filières ou encore d'associations, dernières données physiques et/ou économiques sur le secteur, etc. De nombreux acteurs (une vingtaine par chantier typiquement) ont été contactés, et ont accepté de contribuer à notre analyse : salariés du secteur, dirigeants d'entreprises, représentants des filières, syndicats, experts, universitaires... – nous les en remercions grandement ! Un entretien a été organisé avec chacun d'eux, autour d'une trame d'entretien. Après rédaction des analyses par chantier, les acteurs ont été sollicités à nouveau, pour une relecture des chapitres sur les différents chantiers, afin de s'assurer qu'aucun enjeu majeur n'ait été oublié et d'éviter tout contresens sur ces enjeux.

Dans nos entretiens avec les acteurs, nous avons mis l'accent sur la réussite des chantiers à la bonne échelle et à temps. Les chantiers doivent pour la plupart se déployer de manière massive, et pas simplement de façon cosmétique ou symbolique. De plus, ils doivent se déployer à temps, dans les 25 années à venir, pour réellement limiter la contribution française au changement climatique et pour dérisquer l'économie française vis-à-vis de sa

dépendance aux énergies fossiles, quasiment toutes importées. Cela demande des rythmes élevés de déploiement. Dans nos échanges avec les acteurs et professionnels, nous avons orienté les discussions et questionnements sur les défis que cela pose pour leur secteur.

Nous avons exploré les actions concrètes à mettre en œuvre par les différents acteurs : innovation technologique, montée en puissance industrielle, rénovation ou construction d'infrastructures, recrutement et formation, changement d'organisation ou de comportement. Nous avons ensuite mis l'accent sur la temporalité de ces actions, et sur les freins, ou risques qui pèsent sur elles. Un état des lieux de chaque chantier, en termes de développements concrets, de pratiques, de structuration de filière a été établi. Les temporalités et inerties en jeu ont été abordées pour les différentes filières, compte tenu des durées de conception, de tests, de travaux, d'autorisation, de renouvellement, et de déploiement concret. Les risques d'échecs, de retard, les incertitudes, les goulots d'étranglements potentiels pour différents facteurs de production, les vulnérabilités, les dépendances, ont été listées.

Tout au long de ces recherches, la grille d'analyse du Shift Project a été appliquée, principalement centrée sur les flux physiques, sur les enjeux techniques, sur les questions d'énergie et de matière, d'emplois et de compétences, sur les problématiques organisationnelles concrètes, et sur les usages, le tout formulé en termes de térawattheures, de tonnes, de kilomètres parcourus ou encore d'équivalents temps pleins. Cette méthode n'est certainement pas la seule possible, elle ne dit probablement pas tout du sujet, et ne prétend pas être exhaustive ou infaillible. Mais elle vise à distinguer le probable de l'improbable en s'ancrant dans une vision physique de l'économie.

DÉPLOYER MASSIVEMENT LE VÉLO

TRANSPORTS

DANS LE CADRE DE NOTRE
PLAN ROBUSTE POUR L'ECONOMIE FRANCAISE



La mobilité quotidienne (les déplacements à moins de 80 km du domicile) représente 99 % du nombre de déplacements des Français et 14 % des émissions nationales de gaz à effet de serre, tous secteurs confondus. Sa décarbonation est donc cruciale pour sortir des énergies fossiles et réduire les émissions de gaz à effet de serre françaises. Aujourd'hui, le vélo n'est utilisé que pour 1 % environ des kilomètres parcourus au quotidien, malgré un déploiement significatif ces dernières années. Pourtant, son potentiel est très important, notamment pour se substituer à l'automobile, qui représente encore les trois quarts des kilomètres parcourus au quotidien. Le déploiement massif et rapide du vélo est donc un enjeu majeur pour la décarbonation de notre mobilité quotidienne, en articulation avec le renforcement de l'offre de transports en commun et la généralisation des voitures électriques sobres⁷. **Décrivons donc le potentiel du vélo, ainsi que le panorama actuel, et voyons quelles sont les conditions de réussite, côté offre et côté demande, nécessaires pour assurer son déploiement.**

Nota : On parle ici de vélo pour indiquer la gamme des cycles, qui est beaucoup plus vaste : vélos classiques, vélos à assistance électrique (VAE), vélos cargo, vélos familiaux, allongés, pliants, couchés et vélomobiles, vélo-voitures (parfois désignés « vélis actifs ») ...

Un potentiel important au sein d'un système de mobilité décarboné

Le potentiel de décarbonation du vélo est associé à sa capacité à remplacer des trajets réalisés en voiture⁸ : soit entièrement, pour des distances allant jusqu'à 7 km pour le vélo, et 10 à 15 km pour le vélo à assistance électrique, soit en intermodalité avec des modes de transport partagés, pour des distances plus importantes.

Un récent rapport de l'ADEME [23] établit un potentiel maximal de déplacements réalisables à vélo sur la base des analyses des boucles de déplacements effectuées par les Français⁹. Selon cette étude, **la part modale du vélo pourrait atteindre**, suivant les hypothèses¹⁰, entre 30 % et 50 % des déplacements de la mobilité quotidienne, soit **jusqu'à 25 % des kilomètres parcourus** dans ce cadre. Ce pourcentage représente uniquement les trajets où le vélo est le mode de transport principal, et pas ceux où il sert en intermodalité, c'est-à-dire pour rejoindre d'autres modes de transport principaux, typiquement une gare ferroviaire ou une gare routière. Or, si les conditions d'offre sont réunies, un nombre important de trajets en intermodalité avec ces modes pourrait être réalisés à vélo.

En plus de ce potentiel, le vélo contribue à la décarbonation à travers l'incitation à modifier ses destinations pour en privilégier de plus proches, elles-mêmes faisables en vélo, et en réduisant la dépendance à l'automobile, ce qui limite la production de nouvelles voitures et leurs émissions.

⁷ Lire nos chantiers sur [les transports en commun](#) et sur [la voiture électrique sobre](#)

⁸ Cela est vrai lorsqu'il remplace un trajet en voiture thermique. Lorsqu'il remplace un trajet en voiture électrique, il économise de l'électricité (un vélo à assistance électrique consomme 30 fois moins au kilomètre).

⁹ Cette analyse a permis d'identifier les boucles de déplacement qui ne peuvent être réalisées autrement que ne voiture et le potentiel maximal des déplacements réalisables à vélo

¹⁰ Portée maximale des déplacements faisables à vélo, emport de charge ou de personnes, âge maximal, etc.

La décarbonation par le vélo : quel panorama ?

Des avancées récentes notables...

Entre 2017 et 2024, la part modale du vélo dans les déplacements domicile-travail est passée de 2,2 % [24] à 4,3 % [25]. La pratique du vélo a notamment connu un regain depuis la pandémie de Covid 19, qui a levé les freins à la mise en place rapide d'un nombre important de pistes cyclables temporaires, dont une bonne partie ont été pérennisées par la suite¹¹.

Les bases d'une politique cyclable plus structurée et plus ambitieuse avaient par ailleurs été posées par le **Plan Vélo et Mobilités Actives du gouvernement en 2018** [26], dont l'objectif était de porter la part du vélo de 2,7 % à 9 % des déplacements en 2024. Pour ce faire, le plan comportait de nombreuses actions structurantes : lancement de l'appel à projets *Avelo* par l'ADEME [27] afin d'aider les territoires dans la définition de leur politique cyclable, introduction de facilités de circulation pour les cyclistes (doubles sens cyclables, amélioration de la visibilité aux passages piétons, etc.) et de dispositifs de lutte contre le vol (généralisation du marquage vélo, équipement des gares en stationnement sécurisé, etc.), création d'un Forfait Mobilité Durable pour les salariés¹², généralisation du programme « Savoir rouler à vélo » pour les enfants. Le **Plan vélo de 2023** et la création d'un Fonds mobilités actives doté de 350 M€ sur 7 ans ont par ailleurs créé les prémisses financières indispensables pour le développement d'infrastructures cyclables dans les territoires¹³.

Ces dernières années sont également marquées par l'**essor des ventes de Vélo à Assistance Electrique** (VAE) qui, quasiment inexistantes sur le marché il y a une dizaine d'années, représentent désormais une vente de vélo sur trois, sur un volume total de presque 2 millions de vélos vendus en 2024 [28]. Cette dynamique a permis d'élargir la pertinence de l'usage du vélo en termes de kilomètres parcourus, de diversité des territoires concernés et les gains d'accessibilité à un public plus large, y compris pour les personnes en moins bonne condition physique.

L'essor du vélo a aussi été facilité par la mise en place, ces dernières années, de services de **location longue durée** par de nombreuses collectivités locales¹⁴. Souvent accompagnés de formations à la pratique, ils ont permis de faire tester l'utilisation du vélo et du VAE à un public plus large.

Dans une moindre mesure, le **vélo cargo** a également connu un engouement récent, avec un doublement des ventes en 2024 par rapport à 2021 (passées de 14 000/an à 33 000/an) [29].

Enfin, le vélo a bénéficié de plus en plus de visibilité médiatique et institutionnelle, grâce entre autres à l'action de plaidoyer d'associations très actives au niveau local et national (FUB¹⁵,

¹¹ Selon l'indicateur Vélo et Territoires, en 2021 le nombre de passages de vélos sur le réseau de compteurs de la Plateforme nationale des fréquentations (PNF) enregistrait + 28 % par rapport à 2019 <https://www.velo-territoires.org/actua-lite/2022/05/11/indicateur-de-cyclabilite/>

¹² Possibilité pour les employeurs privés et publics de contribuer au frais de déplacement domicile-travail à vélo de leurs salariés sur une base forfaitaire jusqu'à 400 €/an en franchise d'impôt et de cotisations sociales. Cette contribution a remplacé l'indemnité kilométrique vélo, qui avait été introduite par la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV) en 2015

¹³ Le financement de ce fonds a été largement abondé par le Plan vélo de 2023, qui prévoyait un développement important de la politique vélo.

¹⁴ Rapport du Vélo public : <https://www.aavp-asso.fr/rapport-du-velo-public>. Il y a environ 200 000 vélos publics en France, répartis dans 410 services, dont ¾ de location longue durée. Ces services rencontrent un engouement, comme en témoigne le fait que 70 % entre eux comportent des listes d'attente.

¹⁵ Fédération des Usagers de la Bicyclette

Réseau Vélo et Marche, ¹⁶,...) qui assurent les remontées d'information depuis le terrain et prennent en charge une partie du traitement des données liées aux pratiques cyclables.

...Mais encore beaucoup de chemin restant pour déployer le potentiel du vélo

Malgré le chemin parcouru ces dernières années, le rapprochement entre le potentiel estimé par l'ADEME [23] et la pratique actuelle montrent que l'essentiel du déploiement de ce mode de déplacement est encore devant nous : **3 % des déplacements et 1 % des kilomètres¹⁷ étaient réalisés à vélo en 2019, à comparer à un potentiel maximal de 50 % et 25 % respectivement**. Le projet de SNBC3 publié en décembre 2025 [20] prévoit un **triplément des kilomètres parcourus à vélo d'ici à 2030 et une multiplication par 8 d'ici 2050**. La part modale française est par ailleurs bien inférieure à la moyenne européenne (7 % des déplacements) et très loin de celle des pays européens les plus favorables au vélo (20 % aux Pays Bas).¹⁸

Le taux de cyclabilité de la voirie¹⁹, indicateur allant de pair avec une amélioration du sentiment de sécurité des cyclistes, a augmenté dans les dernières années, mais reste limité à 4 % seulement du réseau routier français²⁰. Par ailleurs, d'après le baromètre vélo de la FUB [30], la note attribuée par les utilisateurs du vélo aux communes françaises se situe encore autour d'une moyenne de D, sur une échelle allant de G à A+.

Concernant le potentiel d'usage du vélo en **intermodalité**, seul 2 % des passagers arrivent à vélo à la gare [31] alors que ce chiffre est de 47 % aux Pays Bas, et que 7 Français sur 10 habitent à moins de 6 km d'une gare [32]. Si la localisation à une distance cyclable d'une gare n'implique pas automatiquement un recours à l'intermodalité, son développement pourrait être considérablement amplifié si les conditions d'offre étaient réunies : création d'un réseau étendu de pistes cyclables continues permettant de rejoindre les gares (ferroviaires ou routières) de façon sécurisée, et mise en place de services de transport en commun fréquents et fiables à destination des centres villes et de leurs périphéries par le train et le car express²¹.

¹⁶ Club des villes et territoires cyclables et marchables

¹⁷ Il s'agit des derniers chiffres disponibles au niveau national, par l'Enquête sur la mobilité des personnes de 2019. Voir par ex. <https://infos.ademe.fr/mobilite-transports/2024/tout-le-monde-a-velo/>

¹⁸ Voir par ex. <https://infos.ademe.fr/mobilite-transports/2024/tout-le-monde-a-velo/>

¹⁹ A savoir, le rapport entre le linéaire d'aménagements cyclables et la longueur de la voirie

²⁰ Cela signifie qu'en moyenne, sur 100 km de voirie potentiellement cyclable, on recense 4 km d'aménagements cyclables bidirectionnels (ou 8 km d'aménagements monodirectionnels). Ce chiffre prend en compte 68 350 km d'aménagements cyclables, 4 760 km de zones piétonnes et 6 100 km de zones de rencontres. Le taux de cyclabilité augmente selon la taille de l'aire urbaine et atteint 8 % dans les unités de plus de 200 000 habitants ; au sein des aires urbaines, il est plus élevé dans les centres villes que dans les périphéries. À l'inverse, les territoires ruraux présentent des taux de cyclabilité très faibles (1 % en moyenne). Source : Base nationale des aménagements cyclables (BNAC) <https://www.velo-territoires.org/actualite/2020/12/16/base-nationale-amenagements-cyclables-devient-realite/>

²¹ Ce développement des services de transport en commun est d'ailleurs prévu dans le cadre de la mise en œuvre des Services Express Régionaux Métropolitains, voir chapitre consacré aux Transports en Commun. Il y aurait en effet a) de nouveaux utilisateurs qui allaient par d'autres moyens dans les destinations auparavant desservies mais avec une fréquence moindre et sans pistes cyclables adéquates ; b) de nouvelles personnes qui voient leurs destinations desservies alors qu'elles ne l'étaient pas auparavant (à travers la mise en place de liaisons de cars express notamment) ; c) et (effet minoritaire) des personnes qui changent leur lieu de destination du fait de son accessibilité accrue

Quels facteurs clés d'offre pour le développement du vélo ?

Mise en place des infrastructures : un freinage préjudiciable des politiques nationales

Le développement de réseaux de **pistes cyclables continues et sécurisées** est un prérequis essentiel pour le développement de la pratique du vélo, le caractère continu étant particulièrement clef.

Grace à l'impulsion donnée par les plans vélo et le Fonds mobilités actives, le rythme de mise en place des itinéraires cyclables est passé à environ 3 000 km par an, portant la longueur cumulée des pistes cyclables et voies vertes à 68 000 km en 2025 [33].

L'ADEME estime [34] que **100 000 km de pistes cyclables seraient nécessaires** pour que le vélo atteigne 9 % de part modale en France, soit l'objectif kilométrique fixé **pour 2030** par le plan vélo de 2023. Afin d'atteindre cet objectif en 2030, le rythme de construction de pistes cyclables doit passer à environ **5 000 km par an**.

Or, le Fonds « Mobilités Actives » a été supprimé du budget 2025 de l'État, et ne figure pas au Projet de Loi de Finances de 2026, remplacé partiellement par une enveloppe moins spécifique au sein du Fond Vert. Cette suppression fait porter l'effort de financement des pistes cyclables essentiellement sur les collectivités, et entraîne un manque de visibilité sur les prochaines années pour les acteurs économiques. Ce manque de financements est particulièrement préjudiciable pour les collectivités plus petites, qui ne disposent pas de budgets suffisants pour couvrir l'ensemble des aménagements nécessaires. Or, c'est précisément dans ces territoires que les besoins sont les plus importants et que les subventions permettent de déclencher des projets de développement.

Autre prérequis essentiel pour le développement de la pratique du vélo : la **mise en place de lieux de stationnement abondants et sécurisés**, la crainte du vol étant un frein majeur à l'utilisation du vélo. Pour être efficace sur le report modal – autrement dit pour que le vélo devienne une alternative à la voiture, le stationnement doit être généralisé, à la fois dans les immeubles, les gares, devant les lieux d'achat, de loisirs, en entreprise, etc.

La création du programme ALVEOLE en 2018 a permis de financer 210 000 places de stationnement entre 2019 et 2024 [35, 36] à travers le mécanisme des certificats d'économie d'énergie (CEE). Ce programme national a pris fin du fait de l'arrêt des financements de l'Etat, alors que les objectifs d'équipement en stationnement ne sont pas encore atteints. Par ailleurs, un décret d'application de la Loi d'Orientation des Mobilités²² fixait l'objectif d'équiper 1 133 gares en stationnements vélos sécurisés avant le 1er janvier 2024. En 2025, 59 % des gares atteignaient le nombre minimum de places fixé par le décret.

Il est donc nécessaire de **réaffirmer l'engagement de l'État pour le vélo** et redonner de la visibilité aux acteurs à travers des **programmes de financement pluriannuels** visant à mettre en place les infrastructures de circulation et de stationnement nécessaires.

Élargir l'accès à une large gamme de vélos de qualité et made in France

L'**accès à des vélos de qualité** représente le troisième volet d'une politique d'offre efficace, en permettant au plus grand nombre d'utiliser une large gamme de vélos de bonne qualité, à

²² Décret n° 2021-741 du 8 juin 2021 pris en application de l'article L. 1272-2 du code des transports, relatif au stationnement sécurisé des vélos en gare

travers l'achat, la location ou le leasing. Cela permettrait d'élargir le domaine de pertinence du vélo, qui pourrait ainsi être utilisé sur des distances plus longues et par des classes d'âge plus larges (à travers le VAE), mais aussi pour le transport de charges ou en accompagnement (vélo cargo, autres vélos actifs), etc.

L'achat de vélos durables et Made in France pourrait être favorisé par **l'information et la diffusion de labels**, comme ceux créés par la filière France vélo en 2024 : le Cyclescore (qui informe sur l'empreinte écologique et sociétale du vélo) et l'Indice France Vélo (qui distingue les vélos conçus, assemblés et produits en France).

La mise à disposition des cycles peut être facilitée par les politiques d'**aide à l'achat**, et par le développement de **l'offre publique de location**. Dans le cadre professionnel, le développement du **leasing vélo / VAE par les employeurs** constitue un levier important, et doit être soutenu par un cadre législatif et social favorable. Le **dispositif de conversion de salaire**²³ [37], en vigueur dans d'autres pays européens, a permis d'augmenter considérablement le parc de vélos de fonction (200 000 vélos en Belgique et 2 millions en Allemagne, contre 20 000 en France).

Une filière de production et de réparation à soutenir

En 2025, la filière vélo représente un volume d'emplois encore limité mais en progression : environ 64 000 équivalents temps plein (ETP) en France [38]. Les effectifs sont concentrés dans le transport à vélo (essentiellement distribution postale et repas courses - 37 % des emplois) et dans la distribution de vélo (surtout vélocistes et grandes surfaces, 25 %). La filière production²⁴ ne représente que 6,4 % des emplois.

Bien que les usages augmentent, la production de vélos en France recule, avec 495 308 unités fabriquées en 2024, soit une baisse de 18 % par rapport à 2023, après une forte croissance en 2021 et 2022 [28]. Or, en anticipant un report modal vers le vélo dans les proportions évoquées, une fenêtre d'opportunité s'ouvre pour le **développement d'une industrie française de production et de reconditionnement pour l'ensemble de la gamme de vélos** (classiques, VAE, vélo cargo, « vélos actifs », etc.).

La réparation est quant à elle en plein essor, avec une croissance de +119 % depuis 2019, et la filière estime nécessaire de **former près de 1 000 mécaniciens vélo par an** [28]. Or face à ces besoins en forte croissance, ces métiers connaissent des difficultés de recrutement. Le développement d'un savoir-faire, en particulier à destination de personnes en reconversion est une piste potentielle. Les formations devraient viser le développement de compétences plus techniques, en lien avec les nouvelles caractéristiques des véhicules (assistance électrique, vélos connectés, alarmes antivols, motorisation, traitement des batteries, etc.).

Par ailleurs, plus de 10 000 emplois sont liés aux aménagements cyclables. La création de **pistes et d'espaces publics plus favorables à l'utilisation des modes actifs requiert une montée en compétence des ingénieurs, urbanistes, concepteurs et maîtrises d'ouvrage** sur les besoins des utilisateurs, sur les enjeux liés à l'entretien des pistes cyclables, etc.

Par ailleurs, de nouveaux métiers ont émergé ces dernières années, comme celui de « gestionnaire de flotte vélo » en entreprise ou collectivité. Le tourisme à vélo, qui représente 4 000 emplois vélo + 40 000 emplois liés, comporte une variété importante de compétences.

²³ Conversion du salaire brut en mise à disposition d'un vélo, exonérée de cotisations sociales et d'impôts.

²⁴ La filière production comporte la production de vélos, des composants et accessoires, du mobilier vélo, ainsi que le reconditionnement

En pleine progression (+25 % entre 2023 et 2024) ce secteur est identifié par les acteurs comme particulièrement prometteur.

La filière doit identifier les besoins à venir et développer une offre de formations adaptée.

Favoriser l'utilisation du vélo : le rendre pratique, sûr, inclusif et plus intéressant que la voiture

La sécurité de la circulation à vélo est un frein majeur à son utilisation, et le rapport de l'ADEME de 2020 [34] met en évidence un **lien fort entre pratique du vélo et réduction de la vitesse de la voiture**. Plusieurs mesures permettent des conditions de circulation plus sécurisées pour les vélos, dans les zones urbanisées [39]. Tout d'abord, la mise en œuvre de plans de circulation qui limitent le transit des voitures à l'intérieur des quartiers, permettant de réserver la circulation automobile aux riverains, et de réaffecter une partie de l'espace public à la vie de quartier et aux modes actifs. Ces interventions doivent s'accompagner d'aménagements de la chaussée pour réduire la vitesse des automobiles (rétrécissements, plateaux, etc.), et de la réservation d'une voie pour les vélos, sur les routes à 2x2 voies.

Les mesures dites « d'apaisement de la circulation » concernent aussi le dialogue et l'éducation au respect entre piétons et vélos, entre vélos et voitures, et plus généralement entre utilisateurs des différents modes de transport, afin de limiter les accidents et d'accroître la sécurité [40].

De manière générale, le développement de la part modale du vélo est étroitement lié à son attractivité relativement à celle de la voiture. Permettre au vélo de bénéficier de conditions plus favorables, en matière de rapidité (grâce à des infrastructures routières prioritaires) et de praticité (avec une offre de stationnement plus abondante voire plus sécurisée), en ferait une alternative d'autant plus pertinente. Par exemple, la possibilité de stationner son vélo sur des places situées plus proche des lieux de destination ou de l'accès à la gare, par rapport aux parkings voiture. Plus largement, la **gestion du stationnement** (favoriser par le nombre de places et la tarification les modes les plus légers au détriment des véhicules plus lourds) est un facteur qui favorise très fortement le report modal, que ce soit vers les mobilités actives ou vers les mobilités collectives. Elle favorise aussi la vie de quartier, quand les espaces sont réaffectés à d'autres usages.

Cette politique visant l'**usage de la voiture** est **nécessaire** : pour ce qui concerne la vitesse et le stationnement donc, mais aussi, plus largement, l'encadrement de la publicité ou limitation des avantages fiscaux. Afin que cela soit aussi acceptable que possible, il importe toutefois que ces mesures soient accompagnées voire précédées par le développement de **solutions alternatives sérieuses** i.e. de l'offre de mobilités actives et collectives décrite dans ces pages et les suivantes. Il est aussi crucial que tout cela résulte d'une démarche participative, favorisant l'**implication des citoyens et l'écoute de leurs besoins et désirs**.

Enfin, le développement de la pratique du vélo, et en particulier le report vers le vélo de déplacements auparavant réalisés en voiture, va de pair avec le **développement de modes de vie de proximité**²⁵. Selon l'ADEME [23], la généralisation des meilleures pratiques actuelles du vélo se traduirait par une réduction globale de 11 % des distances parcourues quotidiennement. Couplée avec des politiques d'aménagement permettant une vie de

²⁵ Le ralentissement et les modes de vie de proximité sont par ailleurs souhaités par une large majorité de personnes, comme documenté par le Forum Vies Mobiles dans leur enquête internationale de 2015 <https://forumviesmobiles.org/recherches/3240/aspirations-lies-la-mobilite-et-aux-modes-de-vie-enquete-internationale>

proximité aux personnes qui le souhaitent, elle nous permettrait de repenser nos modes de vie en satisfaisant nos besoins sans parcourir des distances toujours plus longues.

En parallèle de la mise en place des conditions matérielles pour une pratique généralisée et sécurisée du vélo, les **actions de sensibilisation et de formation** sont importantes pour donner goût à sa pratique. Elles peuvent prendre des formes très différentes : ateliers d'initiation, animations sur le territoire (nuit du vélo, mai à vélo, etc.), ou accompagnement personnalisé proposé par les collectivités. Elles permettent de tester la pratique du vélo, de se former, mais aussi de sensibiliser aux réflexes de sécurité (angles morts, port du casque, usage d'un bon antivol, etc.). La formation des enfants et adolescents à la pratique du vélo et de la mobilité bas carbone doit rester une priorité. Il est ainsi impératif de pérenniser les programmes qui leur sont destinés, comme « Génération vélo » pour le développement du « Savoir rouler à vélo », actuellement menacé par l'arrêt des financements provenant du dispositif des certificats d'économie d'énergie. Par ailleurs l'apprentissage de la pratique du vélo constitue un facteur d'inclusivité, permettant l'accès à la mobilité pour les personnes en situation de précarité, grâce à des programmes comme Vélo-Égaux [41].

Conclusion

Le déploiement massif et rapide du vélo, est donc possible. Cela nécessite la mise en place de **pistes cyclables** continues et sécurisées et de **lieux de stationnements** abondants et sûrs. Cela implique aussi de rendre accessible une **large gamme de vélos de qualité**, et de permettre la montée en puissance d'une **filière française de production et de réparation**. Cela demande enfin des actions de **sensibilisation**, ainsi que des politiques de **rééquilibrage des avantages conférés à l'usage de la voiture** dans les zones urbanisées, comparativement au vélo : vitesses, stationnement, avantages fiscaux.... Tout cela garantira un large report modal de la voiture vers le vélo, contribuant à une forte décarbonation de notre mobilité quotidienne.

CONTACTS

Laura Foglia, *Cheffe de projet Mobilité Quotidienne*

laura.foglia@theshiftproject.org

Héloïse Lesimple, *pilote communication et affaires publiques Transition Robuste*

heloise.lesimple@theshiftproject.org

ÉTENDRE LES TRANSPORTS EN COMMUN

TRANSPORTS

DANS LE CADRE DE NOTRE
PLAN ROBUSTE POUR L'ÉCONOMIE FRANÇAISE



La mobilité quotidienne (les déplacements à moins de 80 km du domicile) représente 99 % du nombre de déplacements des Français et 14 % des émissions nationales de gaz à effet de serre, tous secteurs confondus. Sa décarbonation est donc cruciale pour sortir des énergies fossiles et réduire les émissions de gaz à effet de serre françaises. Aujourd'hui, les **transports en commun (TC)** – bus, cars, métros, tramways, RER, transiliens et trains – représentent environ 13 % des kilomètres parcourus au quotidien. Très efficaces sur le plan énergétique, et très majoritairement bas-carbone, ils permettent déjà de nombreux déplacements à faibles émissions, mais leur potentiel de déploiement reste encore très important. Ce déploiement est un enjeu majeur pour la décarbonation de notre mobilité quotidienne, en articulation avec celui des mobilités actives (vélo et marche) et celui de la voiture électrique sobre – lire chantier précédent et chantier suivant. **Décrivons donc le potentiel des TC, ainsi que le panorama actuel, et voyons quelles sont les conditions de réussite, côté offre et côté demande, nécessaires pour assurer leur déploiement.**

Les transports en commun (TC), colonne vertébrale du système de mobilité bas carbone

Quel rôle pour les transports en commun ?

Les transports en commun constituent une alternative à la voiture très pertinente en termes de décarbonation : **un déplacement réalisé en tramway ou en métro est 55 fois moins émissif qu'en voiture thermique²⁶ et consomme 25 fois moins d'énergie qu'en voiture électrique²⁷ [42].**

Dans un système de mobilité bas carbone, les transports en commun capables de transporter un nombre important de personnes (métro, tramway, bus à haut niveau de service, car express) assurent un service de transport **fréquent et efficace sur les liaisons les plus fréquentées**. Ils représentent la colonne vertébrale du système de mobilité alternative à la voiture, capable de transporter plus efficacement dans les villes grandes ou moyennes, sur des distances à partir de 2 à 5 km selon le mode.

Sur des **déplacements quotidiens plus longs** (une dizaine de km au minimum), les cars express et les trains régionaux sont les moyens de transports les plus pertinents, tout particulièrement en **liaison avec les centres urbains**. Leur potentiel est important car la moitié des émissions dues aux déplacements quotidiens longs (plus de 10 km) est à destination des centres urbains grands ou moyens [43].

Avec des matériels de transport plus légers (bus, minibus, etc.), les TC assurent aussi un **rôle de proximité pour les habitants des zones moins denses**, en tant qu'alternative à la voiture, à condition de proposer un service fiable et/ou suffisamment fréquent.

La stratégie nationale bas carbone assigne aux TC²⁸ un objectif d'augmentation de trafic de 25 % à horizon 2030 et de 55 % à 2050 [20]. **A horizon 2050, nous ambitionnons ici de doubler les kilomètres parcourus par les transports en commun. Cette**

²⁶ Un déplacement réalisé en bus/car électrique ou bioGNV est 10 à 50 fois moins émissif qu'en voiture thermique

²⁷ Pour un trajet de 10 km, calcul par le simulateur [ADEME](#)

²⁸ Train de longue distance compris, alors que les objectifs entre TC du quotidien et train de longue distance sont différenciés dans cette étude.

démarche volontariste serait permise par le déblocage d'un certain nombre de projets actuels, capitalisant sur l'essor des TC au cours des dernières décennies.

Quelles ambitions pour assurer ce report ?

La France a une longue tradition d'investissement dans les transports en commun, qui a permis d'atteindre une réduction de la part de la voiture²⁹ dans les centres villes [44], et d'absorber une partie de l'augmentation des distances quotidiennes de déplacement [45]. **Il s'agit maintenant de faire en sorte que les habitants de couronnes et des zones moins denses puissent également en bénéficier pour se déplacer de banlieue à banlieue, ou rejoindre les centres de façon rapide et décarbonée.**

Aujourd'hui, différents types de projets structurants s'y attèlent, permettant de répondre aux spécificités de chaque territoire. Nous décrivons ci-dessous les conditions de réussite des projets les plus complexes à réaliser, que sont le **Grand Paris Express** en Ile-de-France et les **Services Express Régionaux métropolitains** (SERM) dans d'autres grandes villes. Décrivons-en brièvement les enjeux, avant d'étudier en détails leurs **conditions de réussite**.

Le Grand Paris Express (GPE)

Le GPE est un projet de réseau de métro automatisé en région parisienne comportant la construction de 200 km de voies, soit un **doublément de la longueur actuelle du métro parisien**. Il comprend le prolongement de la ligne 14 au nord et au sud (en service depuis 2024) et la réalisation de quatre nouvelles lignes (les lignes 15, 16, 17 et 18), dont les mises en service devraient s'échelonner entre 2026 et 2031. Près de **3 millions de passagers par jour** sont attendus à terme sur le nouveau réseau, dont une **moitié reportée de l'utilisation de la voiture**, l'autre moitié étant issue d'un report de trafic interne au réseau TC (permettant entre autres de désengorger le métro parisien).

Les Services express régionaux métropolitains (SERM)

Héritiers des « RER métropolitains »³⁰, **les SERM visent à développer des services de transport de qualité, fréquents et cadencés pour desservir les périphéries des centres urbains**. Depuis la loi SERM³¹ en 2023, ils intègrent, en plus des dessertes ferroviaires, celles par car express, les lignes de covoiturage et le réseau vélo.

À ce jour, **26 projets de SERM ont été labellisés**. Ces projets recouvrent un **panorama de réalités locales très varié**, par la taille de l'agglomération, mais aussi par les caractéristiques et l'ancienneté des projets. Certains SERM sont issus de projets ferroviaires structurants de longue date ; d'autres se sont constitués à l'occasion de la loi. Conçu en tant que projet de territoire dans un contexte de forte croissance démographique, le SERM de la **métropole bordelaise** prévoit l'amélioration du service ferroviaire, le développement de lignes de cars et de lignes de covoiturage sur autoroute, d'un réseau structurant de pistes cyclables, et la création d'un billet multimodal. À **Tours**, agglomération de taille plus réduite, l'accent est mis sur l'échange avec les zones rurales et la maîtrise de l'étalement urbain, à travers l'utilisation du foncier aux abords des infrastructures ferroviaires et autoroutières. À **Rouen**, la démarche SERM a permis à la

²⁹ Ce phénomène est visible grâce aux enquêtes réalisées par les agglomérations. La réduction de la part modale de la voiture a commencé à être visible dans des grandes villes comme Lyon à partir de 2006.

³⁰ Notion introduite par le premier [rapport du Conseil d'Orientation des Infrastructures \(COI\)](#) en 2018 et reprise dans la loi d'orientation des mobilités (LOM) promulguée le 24 décembre 2019

³¹ LOI n° 2023-1269 du 27 décembre 2023 relative aux services express régionaux

fois d'intégrer à la planification ferroviaire préexistante celle sur les cars et le vélo, et d'élargir le périmètre territorial au bassin de vie, en incluant davantage d'AOM (Autorités Organisatrices de Mobilité) dans la réflexion.

Quels facteurs clés pour le développement des projets de transport en commun ?

Avoir une vision nationale sur les projets de transports en commun et leur contribution à la décarbonation, pour prioriser les plus pertinents

Il est nécessaire de **fixer des méthodologies d'évaluation communes, permettant de clarifier la contribution de chaque projet au report modal prévu par la SNBC** et de faire émerger les projets qui contribuent le plus à la réduction des émissions et des autres impacts environnementaux.

A titre d'exemple, les projets SERM sont élaborés par les autorités locales, ce qui permet de concevoir les projets les plus adaptés aux territoires, et un portage à l'échelle pertinente. En revanche, ces projets sont aujourd'hui développés sans lien avec la Stratégie Nationale Bas Carbone, et l'État ne dispose pas d'une vision d'ensemble sur leur contribution à la trajectoire de décarbonation fixée par celle-ci. L'obtention du statut de SERM n'est pas conditionnée à des objectifs de décarbonation. De plus, les gains de GES sont évalués différemment d'un projet à l'autre, et parfois ne sont pas inclus dans l'évaluation.

Il s'agira également, au sein de chaque « paquet SERM » local, d'**évaluer les aménagements les plus efficaces et de les prioriser**. La fixation de critères pourrait être assortie d'avantages conditionnés selon la contribution aux objectifs de décarbonation (priorité sur l'obtention de subventions nationales, droit de percevoir des taxes supplémentaires...).

Cette approche implique également d'**éliminer de la planification** certains projets moins prioritaires voire contreproductifs dans une optique de décarbonation, notamment le développement de nouvelles routes et des infrastructures associées, qui ont été jadis inscrits mais **qui ne sont plus pertinents** au regard des objectifs environnementaux.

Enfin, il est nécessaire de **programmer l'ensemble des investissements ferroviaires de manière cohérente, pour concilier les besoins de la mobilité quotidienne, de la mobilité longue distance et du fret**, permettant ainsi aux projets les plus pertinents dans chaque secteur de voir le jour, sans les mettre en concurrence.

Assurer les financements et donner une visibilité de long terme aux acteurs

Les difficultés de financement et les incertitudes afférentes constituent le premier frein à l'investissement dans les TC, en particulier lorsque des interventions conséquentes sont nécessaires (nouvelle infrastructure, modernisation du réseau ferré, etc.). Une **programmation et une sécurisation financière des investissements nécessaires** sont fondamentales, comme cela a été rappelé lors de la conférence Ambition France Transports³². L'accès aux ressources financières, et la pérennité de celles-ci tout au long du projet est aussi un élément clef pour la mise en place des SERM. Un certain nombre de ces projets pourront recourir à l'intervention de la Société des Grands Projets (SGP),

³² <https://conference-ambition-france.transports.gouv.fr/>

qui bénéficie de possibilités d'emprunt dans des conditions proches de celle de l'État³³, en complément aux financements nationaux et locaux.

Par ailleurs, le manque de planification des projets constitue une difficulté majeure de mise en œuvre. Celle-ci nécessite en effet de **mobiliser des ressources rares dont il faut anticiper l'utilisation** pour ne pas donner lieu à des goulots d'étranglement. C'est le cas de certaines **compétences** en ingénierie : automatismes transport, sécurité des systèmes incendie, ou encore tunneliers. De même, les tests des systèmes nécessitent d'être anticipés car il existe peu de sites dotés de **moyens d'essais** en France. Par ailleurs, certaines ressources sont fortement sollicitées sur de nombreux chantiers, pour la décarbonation et au-delà, par exemple les ouvriers et encadrants de **travaux publics**, pour lesquels les tensions de recrutement sont élevées.

Pour que les acteurs puissent anticiper ces besoins, il est **nécessaire d'avoir une visibilité à la fois technique et financière**. Il est tout d'abord nécessaire de définir des **calendriers réalistes** de planification de ces chantiers, élaborés à partir de l'expertise technique de la profession et des contraintes physiques plutôt que des calendriers « politiques », parfois trop optimistes. **Les exigences liées à la phase d'exploitation doivent être intégrées dès la conception** des systèmes, afin d'en garantir l'opérabilité. Cela implique d'anticiper et de dimensionner, dès l'amont du projet, les coûts d'exploitation ainsi que les ressources matérielles et humaines nécessaires à l'exploitation des services sur le long terme.³⁴ Les besoins en recrutement pour le secteur du transport public et ferroviaire (tous projets confondus) sont estimés à 100 000 personnes à horizon 2030, contre un total de 260 000 emplois aujourd'hui³⁵.

Agréger et anticiper les besoins en matériel roulant

Actuellement, les commandes de matériel TC proviennent d'une **pluralité de donneurs d'ordre**. Pour les **TC urbains**, chaque intercommunalité, autorité organisatrice de la mobilité, commande le matériel pour son territoire, bien qu'une partie des achats soit intermédiée par les grandes plateformes d'achats publics (CATP / UGAP). L'achat du **matériel ferroviaire** incombe normalement aux régions, mais est traditionnellement réalisé par la SNCF ou par les autres opérateurs. Enfin, chaque autocariste passe actuellement commande pour ses propres **cars**.

Une **centralisation plus importante des achats** permettrait une meilleure visibilité sur les besoins totaux, anticipant et minimisant ainsi les différents goulots d'étranglement, tout en obtenant des économies d'échelle et des prix plus bas. Cette vision d'ensemble des commandes, éventuellement via une centrale d'achats unique, doit être articulée avec **une anticipation des besoins** par type de matériel, sur la base d'un programme planifié de développement et de renouvellement, en lien avec les différents projets de TC. Il serait également important de **stabiliser les normes** concernant le matériel roulant, sa motorisation ou encore ses dépôts, de façon à donner une visibilité suffisante aux constructeurs pour leurs investissements.

³³ Du fait de son statut d'EPIC de l'État et de sa possibilité d'émettre des obligations labellisées « vertes » sur les marchés

³⁴ Sachant que, pour les conducteurs, les rémunérations sont les plus faibles dans les transports urbains [437].

³⁵ Cfr. Union des Transports Publics et ferroviaires « AMI « Compétences et métiers d'avenir » - France 2030. L'UTPF pilote le projet *Transformeurs*, qui fédère les différents acteurs des transports ferroviaire et urbain pour attirer, former et fidéliser les salariés.

Faire bénéficier les territoires moins denses des grands projets et faire dialoguer les acteurs à la bonne échelle territoriale

Il faut veiller à ce que les projets qui desservent les axes de transport les plus fréquentés, SERM notamment, ne donnent pas lieu à des « territoires à deux vitesses », entre des zones denses bien desservies et des zones moins denses où la seule possibilité reste la voiture. Pour ce faire, il est nécessaire de **mettre ces offres structurantes en correspondance** avec des réseaux de **bus et cars ou de navettes locales**, des possibilités de **covoiturage**, des véhicules électriques légers en **libre-service**, des **pistes cyclables** sécurisées, et des **cheminements piétons** sécurisés.

Par ailleurs, si la mise en place des SERM a permis de planifier à une échelle plus large et de « désiloter » l'intervention de chaque acteur, elle est également source de complexité dans la gestion des projets. Cette complexité nécessite la **création d'instances de travail où les visions des acteurs intervenant sur des périmètres différents peuvent à la fois se comparer et aboutir à des avancées**. Les contrats opérationnels de mobilité, outils de coopération introduits par la Loi d'Orientation des Mobilités, permettent une contractualisation entre régions et AOM (Autorités Organisatrices de la Mobilité) à l'échelle des bassins de mobilité. A Bordeaux, la constitution d'un Syndicat mixte loi SRU³⁶ entre les AOM permet de faciliter la coopération interterritoriale et entre autorités organisatrices d'échelons différents. Par ailleurs, l'intervention d'un tiers permettant d'organiser la comitologie (rôle assuré par la SGP dans certains projets) fait partie des facteurs facilitant l'avancement des dossiers.

Comment favoriser l'utilisation des transports collectifs ?

Côté demande, la **difficulté d'accès** est un premier frein majeur à l'utilisation des transports en commun. Il s'agit à la fois de disposer de points d'accès au réseau – plus rares dans les zones périurbaines et rurales, de pouvoir les utiliser, même lorsqu'on se trouve en situation de handicap, de disposer d'un système tarifaire et de paiement simple, ou encore d'avoir accès facilement à l'information sur les moyens de transport disponibles et leurs horaires. En **zone peu dense**, la limite principale est le **temps de trajet et d'attente** lié au manque de fréquence et aux changements de mode. En zone **dense**, le problème est plutôt un **manque d'espace et de confort** dans les moyens de transport (congestion, propreté, odeurs, ...)³⁷.

Les leviers précédemment évoqués côté offre répondent en partie à ces besoins. En particulier, les **lignes de cars express** permettent de proposer une offre attractive à coût moindre sur les liaisons où il n'existe pas de ligne ferroviaire. De même, il est important de **garantir un service TC** tout au long de la journée, cadencé, même en zone peu dense³⁸ ; de prévoir des voies express pour les cars, ou la priorité aux carrefours pour les bus, de façon à fiabiliser et à **réduire les temps de transport** ; de proposer des **véhicules confortables**, avec la possibilité de travailler à bord si le trajet est long (notamment dans les trains du quotidien et les cars express), ou encore de mettre en place des services de **transport à la demande** avec des temps de réservation courts.

³⁶ Le Syndicat Mixte loi SRU est un outil de coordination, créé par la loi solidarité et Renouvellement Urbain, permettant aux AOM de différents échelons territoriaux de s'associer pour améliorer l'offre de transport

³⁷ Source : enquête « modes de vie » réalisée par les Shifters et dont certains résultats sont présentés dans la partie 2 de ce rapport.

³⁸ Avec une desserte par des bus de petite capacité. Ce type de desserte cadencée existe par exemple en Suisse [438].

Le passage d'un mode à l'autre, lorsqu'il est nécessaire, doit être le plus fluide possible : **correspondances rapides, information disponible** sur les écrans et les applications, **tarification intégrée** ne nécessitant pas le paiement de plusieurs tickets, espaces d'attente confortables, interopérabilité des systèmes d'information et de paiement.

La communication sur les services publics de mobilité est un levier essentiel du report modal : même en présence d'une offre efficace alternative à la voiture, les personnes peuvent continuer à se déplacer comme avant, par habitude ou manque d'information. Ainsi, il est nécessaire de mettre en place des **campagnes d'information** sur les offres existantes, mais aussi sur le coût comparatif de la voiture et des transports collectifs, sur l'impact qu'ont nos habitudes de déplacement sur l'environnement, le climat, mais aussi sur notre propre budget et notre santé.

Enfin, l'efficacité en termes de report modal dépendra également de la mise en place d'un **rééquilibrage des avantages conférés à l'usage de la voiture** dans les zones urbanisées, comme détaillé dans le chapitre précédent.

Conclusion

Le déploiement massif et rapide des transports en commun (TC) est donc possible. Il nécessite de mettre en place une offre de TC adaptée à chaque territoire. Nous avons analysé des grands projets tels que le Grand Paris Express (GPE) ou les Services Express Régionaux Métropolitains (SERM) car ils répondent à une forte demande potentielle et présentent une complexité de mise en œuvre. Une **vision nationale** des différents projets et de leur **contribution à la décarbonation** est nécessaire. Il faudra également garantir des **financements pérennes** et donner une **visibilité de long terme** aux acteurs, afin d'anticiper la mobilisation des ressources nécessaires. Il faudra veiller à ce que les **territoires avoisinants** soient **interconnectés** aux grands projets, et que le tout s'inscrive dans une optique de **dialogue entre territoires**. Il faudra enfin **stimuler et faciliter la demande de transports en commun** en rendant ceux-ci accessibles, confortables, simples et fiables, en communiquant sur leurs avantages, et en limitant concomitamment l'usage de la voiture.

CONTACTS

Laura Foglia, *Cheffe de projet Mobilité Quotidienne*
laura.foggia@theshiftproject.org

Héloïse Lesimple, *pilote communication et affaires publiques Transition Robuste*
heloise.lesimple@theshiftproject.org

Services Express Régionaux Métropolitains (SERM)

Phases d'obtention du statut SERM :

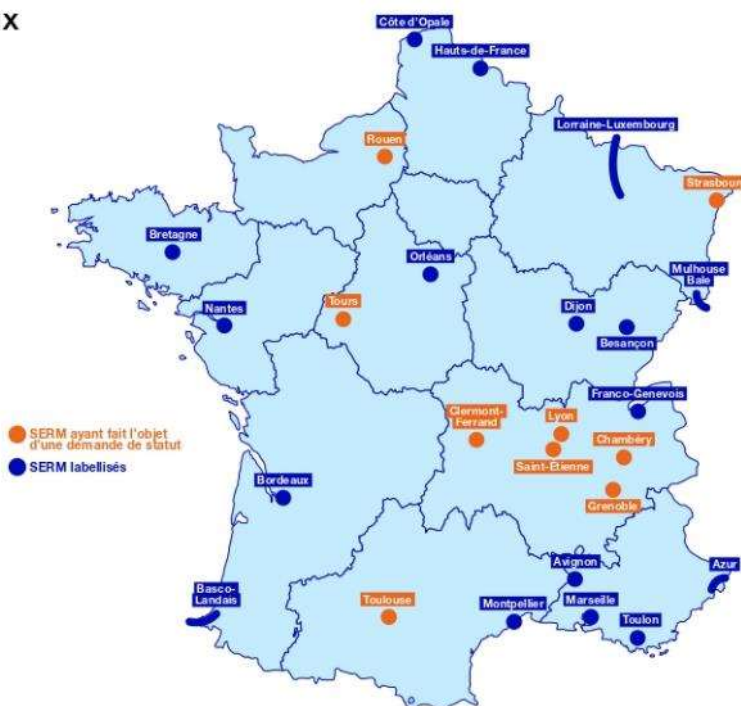
Élaboration d'un projet par les autorités organisatrices de la mobilité (AOM) locales

Envoi à l'État d'un dossier du projet par les AOM et d'un courrier cosigné

Labellisation de la part de l'État

Élaboration d'un dossier de demande de statut de SERM

Examen du dossier de la part de l'État sur la base des critères définis dans un Guide



Grand Paris Express

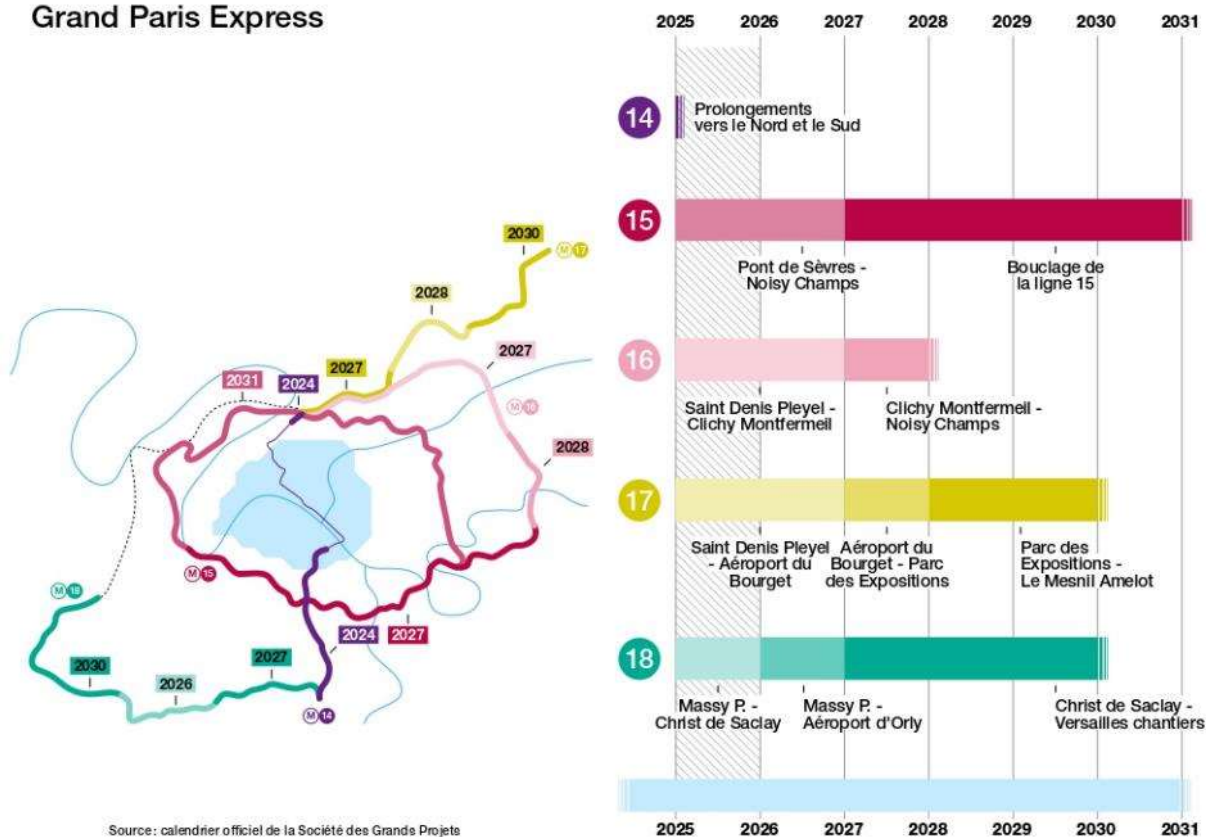


Figure 2 : Chantier Transports en commun – The Shift Project

GÉNÉRALISER LA VOITURE ÉLECTRIQUE SOBRE

TRANSPORTS

DANS LE CADRE DE NOTRE
PLAN ROBUSTE POUR L'ÉCONOMIE FRANÇAISE



Introduction : l'automobile au cœur de l'enjeu de décarbonation

La voiture individuelle pèse lourd dans l'impact climatique de l'Europe et de la France, où elle représente 22 % des émissions nationales de gaz à effet de serre (GES) en 2024, un pourcentage qui inclut à la fois la production des voitures et l'énergie nécessaire à leur utilisation. A noter : l'usage, à lui seul, compte pour 80 % des émissions — bien plus que leur fabrication.

Ces émissions ne baissent que très légèrement depuis 2008, sous l'effet conjoint d'une légère hausse de la circulation automobile³⁹, de gains d'efficacité, et de l'introduction des agrocarburants [46]. En complément du report modal⁴⁰ et de l'augmentation du taux d'occupation des voitures, le véhicule électrique apparaît indispensable pour la transition bas-carbone.

La réglementation CO₂ dont s'est dotée l'Europe⁴¹ depuis 2009 a eu un effet très net sur la baisse des émissions des voitures neuves [47]. Avant les flexibilités introduites en décembre 2025 par la commission européenne, cette trajectoire exigeait des émissions à l'usage nulles en 2035 pour les véhicules neufs⁴², actée par les parties prenantes en 2023. Ce calendrier suffisamment lointain devait permettre aux acteurs du secteur d'engager les lourdes transformations nécessaires (R&D, outil industriel, compétences et outillages...). Beaucoup de constructeurs annonçaient dès 2022 pouvoir vendre uniquement des voitures électriques à batterie en 2030, démontrant la faisabilité technique de cette transition. Et tous ont aujourd'hui une offre large de **véhicules électriques à batterie (VEB)**.

L'interdiction des ventes de voitures thermiques neuves à partir de 2035 — combinée à une durée moyenne de renouvellement du parc automobile de 15 ans — permet au parc roulant d'être entièrement décarboné à l'usage d'ici 2050. Cependant, plusieurs facteurs risquent de compromettre cet objectif. D'une part l'évolution à la hausse du prix des voitures neuves — dans un contexte économique plus difficile — pousse les Français à conserver plus longtemps leur automobile ces dernières années. S'ajoutent à cela les **discours ambivalents sur la voiture électrique**, ainsi que les **récents amendements européens** [48] (abaissant à 90 % l'objectif de réduction des émissions en 2035), qui rendent la **tenue de nos objectifs climatiques plus difficile**, et risquent de maintenir davantage notre **dépendance extérieure aux approvisionnements pétroliers**.

Le défi reste donc, dans ce nouveau cadre, d'agir collectivement pour décarboner rapidement notre mobilité et réduire notre dépendance aux énergies fossiles, tout en préservant notre liberté de déplacement.

L'électrification des voitures, d'importants bénéfices

En France, la voiture électrique est en moyenne **4 fois moins émettrice de CO₂e** que son équivalente thermique, sur l'ensemble de son cycle de vie, c'est à dire de sa fabrication à sa mise à la casse, extraction des matières premières et fabrication de la batterie comprise. Le bilan carbone est d'autant plus faible que la voiture est adaptée aux usages qu'elle satisfait,

³⁹ La circulation automobile (en veh.km) a augmenté d'environ 40% entre 1990 et 2023 (SDES, 2023)

⁴⁰ Voir [chantier 1 Déployer massivement le vélo](#) et Chantier n°2 : Etendre les transports en commun

⁴¹ Règlement (UE)2019/631 qui a révisé le règlement (CE) 443/2009, définissant des normes de performance en matière d'émissions de CO₂ pour les voitures particulières neuves et pour les véhicules utilitaires légers neufs

⁴² [Règlement - 2023/851 - EN - EUR-Lex](#)

et est plus légère et plus petite. Elle est alimentée par une électricité produite localement et non par du pétrole importé, ce qui en fait un levier de souveraineté majeur pour la France. La voiture électrique devient désormais compétitive : selon une étude récente, le coût total de la voiture électrique (acquisition ou location, usage, entretien) est en train de devenir, sur de nombreux segments, inférieur à celui de son équivalent thermique [49]. De plus, elle offre des bénéfices majeurs en termes de réduction de la pollution de l'air et des nuisances sonores.

Du côté des alternatives potentielles, la voiture à hydrogène ne se déploie pas significativement car trop chère, complexe, environ 3 fois plus énergivore que le véhicule électrique à batterie (VEB) et sans infrastructure de recharge existante à date. Les biocarburants et carburants de synthèse seront quant à eux disponibles en quantités restreintes, pour des raisons de gisement en biomasse et de rendement énergétique⁴³. Aussi ils seront préférentiellement alloués à la décarbonation des modes de transport les plus difficiles à électrifier (aérien, maritime, engins agricoles...).

C'est la raison pour laquelle **nous centrons ici notre propos sur le déploiement de la voiture électrique à batterie, en étudiant les conditions et les leviers nécessaires à la tenue de la trajectoire de décarbonation 2050 et du point de passage 2035, pour les différents acteurs.**

Tenir les trajectoires carbone 2035 et 2050

Les constructeurs automobiles peuvent être au rendez-vous

En 2022, les principaux groupes automobiles opérant en Europe annonçaient des **objectifs ambitieux sur la voiture électrique**, l'ACEA⁴⁴ prévoyant une part de marché de plus de 70 % en 2030 [50].

Les investissements publics et privés continuent d'être réalisés en ce sens, engageant des **centaines de milliards d'euros**, en R&D et en investissements industriels pour transformer l'outil de production (fabrication de pièces et d'équipements, groupes motopropulseurs, assemblage...). Les constructeurs opèrent depuis plusieurs années des restructurations vers l'électrification leur permettant dès à présent de concevoir et produire des VEB dans des volumes compatibles avec l'échéance 2035.

Pour la France, le **Contrat Stratégique de la Filière automobile** [51], signé entre la filière et l'Etat en 2024, fixe, entre autres, l'objectif de produire 2 millions de véhicules électrifiés en France en 2030, avec un fort contenu local. En 2025, moins de 1,5 millions de véhicules particuliers et utilitaires ont été produits sur le territoire – dont 30 à 40 % de véhicules électrifiés i.e. électriques ou hydrides rechargeables⁴⁵. C'est un volume global très bas par rapport à la période pré-covid et plus encore par rapport aux années 2000, bien en-deçà des capacités industrielles de production installées et des objectifs annoncés. **Pour les ventes de véhicules neufs, les VEB ont représenté 20 % du marché en France en 2025** (et 17,4 % en Europe), traduisant un certain retard sur la trajectoire devant conduire à une part de 66 % en 2030 [20], même si ce retard n'est en rien rédhibitoire. **La tenue des engagements est encore possible, mais le calendrier se resserre.**

Si des gammes de véhicules électriques sont disponibles sur les différents segments du marché, **l'offre de voiture électrique légère et abordable reste faible**. L'argument mis en

⁴³ Voir [notre chantier sur les bioénergies](#)

⁴⁴ Association des Constructeurs Européens d'Automobiles

⁴⁵ Estimation [439]

avant par les constructeurs pour justifier des assouplissements obtenus sur la réglementation CO₂ interroge : il ne repose pas sur une incapacité industrielle à produire des véhicules électriques à la bonne échelle, mais sur une demande jugée trop faible. Dès lors, la question de l'adéquation entre l'offre et la demande peut se poser

La filière Batteries monte en puissance

La batterie représente de l'ordre de 30 à 35 % du prix de fabrication du VEB. Aujourd'hui largement importées d'Asie, **la production souveraine des batteries doit être encouragée**, ce qui permet de réduire significativement l'empreinte carbone de leur production, d'au moins 25 % [52].

Cinq usines sont en production ou en projet en France, et 40 en Europe et au Royaume-Uni. **Les gigafactories françaises connaissent toutefois actuellement des difficultés** de montée en cadence et d'apprentissage industriel : environ 2 GWh produits en 2025, soit de quoi équiper 40 000 voitures, pour un prévisionnel initial de 10 à 20 GWh. De ce fait, **elles doivent être accompagnées par un soutien massif**, financier et technique. La capacité actualisée prévue des gigafactories installées en France sera d'environ 120 GWh en 2030, puis 150 à partir de 2035. **Ces volumes prévisionnels permettront de couvrir les besoins de la production de véhicules** (particuliers et utilitaires) sur le territoire à partir de 2030 au plus tard, sur la base des volumes du **Contrat Stratégique de la Filière automobile** [51].

C'est pour autant dans la durée et sur une plus grande partie de la chaîne de valeur qu'il faut bâtir la souveraineté de la filière Batteries. Ceci est techniquement possible car, contrairement aux énergies fossiles, les constituants des batteries⁴⁶ sont récupérables : ils sont recyclables à plus de 90 % et peuvent être à nouveau raffinés, et donc resservir à la fabrication de batteries neuves. Sur ce point, les défis seront à la fois économiques, pour rendre le recyclage viable, et industriels, pour être prêt quand le gisement de batteries à recycler sera suffisant. A long terme, la France doit se doter d'une stratégie industrielle complète, depuis l'investissement massif dans la recherche sur les technologies futures, ainsi que sur les filières amont et aval. Cela implique de sécuriser les approvisionnements en matières premières critiques et leur raffinage, et de structurer les filières de seconde vie, de recyclage et de traitement des batteries par le recours à l'économie circulaire. Plus généralement, la France bénéficie d'une expertise et d'un savoir-faire forts sur les équipements nécessaires au VEB (Electronique de puissance, matériaux...), dans lesquels il est crucial de continuer à investir.

Les infrastructures de recharge sont là, et leur déploiement doit se poursuivre

L'accès à la recharge est un des freins exprimés à l'adoption du véhicule électrique. Pourtant, **la France fait désormais partie des meilleurs élèves au niveau européen par son maillage de points de charge** [53], même si la densité de bornes doit encore se renforcer, notamment dans les zones peu denses. A fin 2025, on compte environ 2,8 millions de points de charge répartis dans les entreprises (37 %), chez les particuliers (56 %) et ouverts au public (7 %). On compte environ 185 000 points de charge publics, avec une projection à 400 000 en 2030 et 800 000 en 2035 [54] pour monter à 1,3 millions en 2050 dans le scénario central

⁴⁶ Essentiellement les éléments suivants : lithium, cobalt, magnésium, cuivre, nickel

d'ENEDIS. Dans ce scénario, le nombre de points de charge privés est prévu à plus de 10 millions avant 2035 pour atteindre environ 22 millions avant 2050.

Pour l'habitat privé, la difficulté actuelle concerne principalement l'équipement des copropriétés. La filière fait face à un afflux de demandes de raccordement auquel elle sait difficilement répondre, pour des raisons de variabilité de la demande, de délais d'approvisionnement des matériels et d'études parfois complexes, ainsi que de ressources humaines disponibles. Les délais de décision puis de travaux restent très longs. Cependant, la progression des raccordements dans le collectif est significative (environ +20 % entre 2024 et 2025 [55]), et équivalente à la croissance du marché français des VEB.

Par ailleurs, **la quasi-totalité des stations-service d'autoroute sont déjà équipées de bornes de forte puissance** (> 50kW, et le plus souvent > 150 kW), soit plus de 4500 points de charge [56]. On trouve ainsi une borne rapide tous les 50 km en moyenne. Le nombre de points de charge rapides (>50kW) installés en France dépasse lui les 35 000, sur l'ensemble du réseau [55].

La filière aval des services de l'automobile, incontournable dans la transition

La filière des services de l'automobile regroupe l'ensemble des activités qui ont lieu pendant la durée de vie de l'automobile, de sa sortie de l'usine de fabrication à sa déconstruction et son recyclage. Elle représente en France environ 140 000 entreprises et 480 000 emplois [57].

Le rôle de cette filière aval est central dans l'accompagnement des consommateurs vers l'électrique, dans un temps où les équilibres économiques sont affectés par la baisse pour partie structurelle des marchés des véhicules neufs, la mutation d'un parc roulant qui vieillit, ainsi que par les incertitudes sur le rythme de l'électrification et l'instabilité des politiques publiques de soutien à la demande.

Zoom sur les métiers de la distribution et de la réparation automobile

Le commerce et la réparation automobile représentent 360 000 emplois. **Les enjeux liés au développement des VEB sont multiples et représentent des opportunités importantes pour les acteurs du secteur**, même s'il faudra nécessairement s'adapter à un volume d'activité globale tendanciuellement à la baisse à horizon 2050. Ces évolutions nécessiteront pour la filière de développer une double compétence électrique et thermique pendant la phase de transition du parc roulant. Cette mutation induira nécessairement une évolution profonde de l'équilibre des activités des acteurs du secteur pour garantir leur pérennité, tant pour l'après-vente et les pièces de rechange que pour la vente de véhicules. **L'emploi dans la maintenance sera affecté**, notamment car la main d'œuvre nécessaire (ainsi que les pièces et consommables) est moins importante pour l'entretien d'un véhicule électrique que thermique. Considérant la baisse de la mobilité et l'électrification croissante du parc, les effectifs du commerce et de la réparation sont amenés à baisser de 30 à 40 % entre 2025 et 2050. Les nombreux départs en fin de carrière devraient cependant amortir la réduction du nombre d'emplois.

La filière est pour l'instant au rendez-vous des besoins en formation à la maintenance des 3 % de VEB du parc : les réseaux constructeurs, principalement concernés à date, ont formé leurs personnels ; de nombreux certificats ont été créés, les CAP et BAC PRO renouvelés sont déployés depuis septembre 2025 ; le BTS renouvelé démarrera en septembre 2026 ; des formations continues sont déployées pour les salariés et demandeurs d'emplois. Cependant,

pour faire face à la future augmentation du nombre de VEB, **il faut renforcer les financements aux formations et à l'achat de matériel pour les centres de formation, et soutenir la formation des formateurs.** L'anticipation est clé pour la formation initiale, qui représente la très grande majorité des effectifs entrant dans la filière, et qui nécessite plusieurs années entre l'impulsion d'un changement de référentiel et l'obtention des nouveaux diplômes. L'attractivité de ces métiers est à renforcer très fortement, ainsi que celle des métiers de formateurs, pour éviter les risques de manque d'effectifs, ou de salariés non formés à la sécurité et à l'entretien des VEB dans les règles de l'art.

La réparation des composants des VEB (batteries, électronique de puissance, convertisseurs) représente un enjeu majeur et une opportunité qui va mobiliser de nouvelles compétences. Le développement des filières de réparation permettra de renforcer l'emploi local et de réduire à la fois les impacts environnementaux et les coûts. Par exemple, la réparation d'une batterie peut coûter de 10 à 80 % moins cher que son remplacement. Concernant la commercialisation, **la montée en compétence des conseillers commerciaux sur le contenu technologique des nouveaux produits et sur l'écosystème du VE doit être renforcée**, afin d'analyser le besoin du client pour lui proposer la solution la plus adaptée, le rôle de conseil prenant plus que jamais son sens. Pour les convaincre de vendre des VEB, au-delà de la sensibilisation aux enjeux environnementaux, il est également nécessaire d'adapter les politiques de rémunération à l'évolution de leur activité.

Agir sur tous les leviers

Le prix, clé de l'accélération de l'électrification du parc

La principale raison de non-intention d'achat de VEB reste le prix d'acquisition [58] [59]. Il est donc crucial de proposer un véhicule électrique abordable, sobre et à fort contenu local, permettant d'assurer *a minima* les déplacements du quotidien. Cela permettra de réinvestir le segment des petites voitures, proposition retenue par la Commission Européenne, et en allant beaucoup plus loin qu'une catégorisation par la seule longueur. Le développement d'un tel véhicule, réellement en rupture par rapport à l'existant en termes de masse (inférieure à 1 tonne), de prix (inférieur à 15 000 €) et d'émissions de GES, avec un fort contenu local, est techniquement et économiquement faisable. En créant les conditions d'une prise de décision des constructeurs d'ici 2027 au plus tard, il est encore possible de disposer, au début des années 2030 et avec l'effet d'échelle nécessaire, d'une production de plusieurs centaines de milliers d'unités par an. Cela permettrait d'apporter une réponse à 3 enjeux cruciaux :

- accélérer la décarbonation du parc existant par sa conversion plus rapide à l'électrique,
- retrouver des volumes de production en France, permettant de maintenir usines et emplois,
- retrouver des volumes de ventes de véhicules neufs, assurant l'activité des réseaux de distributions et alimentant à terme le marché de l'occasion électrique à moins de 10 000€.

En France, ce marché potentiel de petites voitures électriques, très majoritaire dans les achats des particuliers, pourrait représenter 500 000 à 600 000 véhicules neufs par an, soit l'équivalent de la capacité industrielle de 2 usines. Cela paraît raisonnable ne serait-ce qu'en considérant le seul renouvellement du parc des 2^{ème} voitures des ménages : 35 % des

ménages français possèdent 2 voitures ou plus [60], soit 10 millions de voitures, se renouvelant tous les 20 ans.

Le véhicule électrique d'occasion, essentiel mais oublié de la transition

Le marché du véhicule d'occasion est trois fois plus important que le marché des véhicules neufs. Il est donc essentiel pour réussir la transition, mais il n'est peu voire pas adressé par les politiques publiques, et fait face aujourd'hui à un risque majeur. En effet, le marché du véhicule neuf, historiquement inflationniste, suit pour la voiture électrique une pente inverse, tirée par une offre de plus en plus abordable et la baisse du prix des batteries. **La voiture électrique d'occasion se trouve ainsi décalée en prix et, dans une moindre mesure, en performances par rapport à la voiture électrique neuve**, et le sera tant que le prix des batteries ne sera pas stabilisé. Cette situation peut mettre en risque financier les réseaux de distribution, et peut freiner la diffusion du VEB. **Des dispositifs d'accompagnement, temporaires, apparaissent dès lors indispensables** pour retrouver une rotation saine de ce marché.

L'autonomie, un frein souvent psychologique

Un des freins à l'achat souvent évoqué est celui de l'autonomie des voitures électriques. Pourtant, les analyses des usages de la voiture individuelle par les Français montrent que l'autonomie, si elle constitue un frein psychologique compréhensible, n'en est pas forcément un dans la pratique. **Au quotidien, seule 1 % de la population fait des déplacements de plus de 100 km [43], autonomie dont disposent toutes les offres automobiles actuelles.**

Sur les trajets longs, une étude de 2021 [61] indiquait que **le nombre de jours dans l'année où il est nécessaire de recharger son véhicule électrique sur un même trajet reste faible** : moins de 5 jours par an pour 80 % des Français avec un véhicule de 300 km d'autonomie. En raisonnant en rayon d'action (distance parcourue en 2 heures environ), une batterie de taille raisonnable de 50 à 60 kWh peut suffire. En effet, avec les niveaux de puissance des bornes, **les temps de charge sont désormais équivalents au temps d'arrêt moyen constaté sur les stations d'autoroute (environ 30 mn)**, soit le temps nécessaire pour recharger 40 kWh (environ 200 km) sur une borne de 150 kW.

Les quadricycles ont un rôle à jouer

Des véhicules électriques, légers, sobres, réparables et adaptés aux usages du quotidien existent déjà : ceux de la catégorie L7e, reconnue au niveau européen, limités à 450 kg (hors batterie) et à 90 km/h, avec des contraintes techniques. Leur intégration explicite dans la stratégie de verdissement du parc permettrait d'accélérer le renouvellement d'une partie des véhicules thermiques, sans attendre l'émergence de nouveaux segments industriels. Des ajustements réglementaires ciblés pourraient en outre améliorer leur sécurité active et passive, et leur ouvrir l'accès à certaines infrastructures routières, comme les voies rapides ou les routes nationales.

La nécessaire action sur le parc actuel

Au-delà de la transition vers le véhicule électrique, qui concerne la vente de véhicules, neufs ou d'occasion, un enjeu peu adressé est celui de la **décarbonation du parc roulant actuel** – porté par la filière aval.

Ce parc de 40 millions de voitures particulières est encore très majoritairement thermique - à 95 % [62], et il vieillit de façon préoccupante, avec une moyenne d'âge de 11,5 ans en 2025,

contre moins de 10 ans en 2016 [63]. Cela traduit une difficulté d'accès à des véhicules récents, et est un frein puissant à la décarbonation du parc. **Des dispositifs de sortie des véhicules les plus anciens du parc sont nécessaires, sans lesquels il est à craindre une part significative de véhicules thermiques résiduels en 2050.**

En complément de cette nécessaire accélération du renouvellement du parc avec des véhicules électriques abordables, **il est nécessaire de regarder les leviers techniques disponibles pour réduire les émissions du parc roulant thermique.** Nous en listons ici quelques-uns, dont il faudra évaluer le potentiel de réduction de la consommation (et donc des émissions) et la faisabilité technico-économique : *pneumatiques à Ultra Basse Résistance au Roulement, utilisation d'huiles moteur et boîte de vitesse dites « Basse consommation », part des agrocarburants, adoption de l'écoconduite...*^{47,48}

Conclusion

La généralisation du véhicule électrique sobre est donc possible. Cela nécessite un engagement de développement industriel côté **constructeurs**, pour être au rendez-vous du calendrier réglementaire, un soutien à la production souveraine de **batteries** et une poursuite du déploiement des infrastructures de **recharge**. Cela demande également la mise sur le marché de **véhicules électriques neufs abordables**, ainsi que la fluidification du **marché de l'occasion de l'électrique**, articulé avec une information de qualité sur le véhicule électrique à batterie, notamment sur ses **bonnes performances en termes d'autonomie** et de tenue des batteries. En complément de cela, les quadricycles et la décarbonation du parc roulant thermique actuel auront également un rôle à jouer dans la décarbonation du secteur automobile.

La trajectoire d'ensemble décrite dans ce chapitre nécessite des politiques d'accompagnement à tous les niveaux : un effort important sur la formation des acteurs et sur l'information des consommateurs - pour contrer les idées reçues, ainsi qu'un cadre réglementaire et fiscal stable. Une remise en cause supplémentaire de la réglementation CO₂ automobile serait délétère pour les acteurs de cette filière.

CONTACTS

Laurent Perron, *Coordinateur Mobilité, Automobile et Cuivre*

Laurent.perron@theshiftproject.org

Héloïse Lesimple, *Pilote communication et affaires publiques Transition Robuste*

heloise.lesimple@theshiftproject.org

⁴⁷ Voir à ce sujet les travaux de la [FISITA](#)

⁴⁸ Le rétrofit pour les VP, non mentionné, n'apparaît pas comme une solution pouvant passer à l'échelle pour des raisons technico-économiques

Frise chronologique

Rétroplanning de mise sur le marché d'un véhicule électrique abordable, sur la base des capacités industrielles en France

Pour tenir le 90 % de baisse des émissions en 2035 et tendre vers un parc roulant décarboné en 2050, il faut concevoir dès maintenant des voitures électriques sobres et abordables adaptées, se préparer à les produire massivement, ainsi que les batteries correspondantes et les bornes de recharge permettant leur utilisation. Ces différentes dimensions et leur temporalité sont illustrées sur la frise ci-dessous.

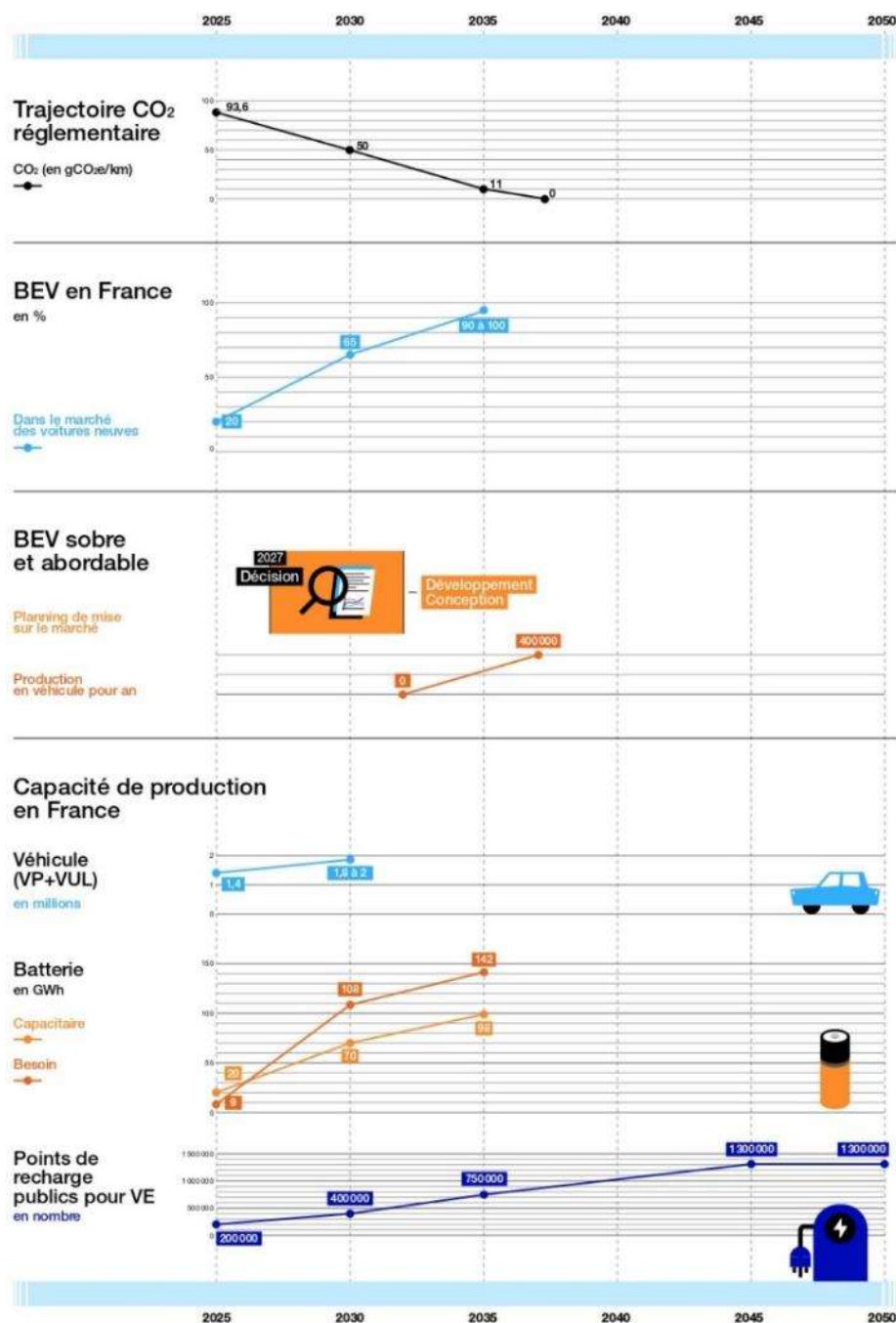


Figure 3 : Marché des voitures neuves – The Shift Project

MASSIFIER LE TRAIN PASSAGERS

TRANSPORTS

DANS LE CADRE DE NOTRE
PLAN ROBUSTE POUR L'ECONOMIE FRANCAISE



Le train, au cœur de la décarbonation de la mobilité de longue distance

Pour concilier décarbonation, sobriété énergétique et possibilité de voyager, un fort développement du train est indispensable

La mobilité de longue distance des résidents français est aujourd'hui dominée par deux modes de transport, la voiture individuelle et l'avion, totalisant à eux deux 85 % des kilomètres parcourus. **Le train ne représente quant à lui que 11 % des kilomètres parcourus.**

Parce qu'il sera très difficile de décarboner l'avion⁴⁹, le développement du voyage en train est l'un des axes majeurs de décarbonation du secteur des transports, en articulation avec l'électrification du parc automobile⁵⁰.

Notre ambition pour 2050 est de tripler le nombre des voyages en train, ce qui suppose d'au minimum doubler l'offre exprimée en trains- km⁵¹, tout en augmentant le remplissage des trains.

Par train on entend ici le train à grande vitesse mais aussi l'Intercité, de jour ou de nuit, ainsi que le train régional qui, en correspondance avec les dessertes nationales ou en trajet direct, représente une fraction non négligeable du voyage à plus de 100 kilomètres en train.

Dans presque tous les segments de marché de la longue distance, le report modal est possible pourvu qu'une offre de train adaptée soit proposée :

	Mode de voyage actuel	Mode de voyage futur
Les vacances dans des destinations lointaines	Avion long courrier	Des circuits en train à l'échelle de l'Europe, favorisés par le développement de la grande vitesse et des offres premium, se substituent à une part de ces voyages
Les déplacements à plus de 700 km & les transversales	En majorité, avion court/ moyen courrier	Le train devient majoritaire sur les relations vers les pays frontaliers. Développement d'offres de jour et de nuit
Les déplacements privés/ loisirs de 100 à 700 km	Voiture	Des trains qui maillent le territoire. Dessertes des villes moyennes, dessertes transversales. Multiplication des possibilités de correspondance avec les trains régionaux
Les mobilités domicile/ travail de longue distance	Voiture	Une offre de grande vitesse adaptée aux pendulaires, des intercités et trains régionaux rapides
Les déplacements professionnels de longue distance	Voiture, avion	Des trains rapides, fréquents et un bon niveau de service à bord

Tableau 2 : Mode de voyage actuel et futur par type de déplacement – The Shift Project

Selon les données récentes, le voyage en train est bien en croissance, mais la mobilité par air et par route ne faiblit pas

Tripler le trafic ferroviaire en 25 ans suppose un rythme de croissance annuel de 4,5 %. Ce taux est conforme à celui que connaît actuellement le secteur. Peut-on alors considérer que l'objectif de report modal est en bonne voie ? Malheureusement, non, car les trafics routiers et aériens ne baissent pas. Le creux de la crise sanitaire a été effacé et les voyages, notamment sur l'avion long-courrier, ont retrouvé un fort dynamisme. Seul le mouvement de bascule de l'avion court courrier (c'est-à-dire domestique) sur le train semble bien enclenché.

Pour relever le défi, il faut stabiliser les kilomètres parcourus et **s'assurer de la capacité du train à poursuivre une croissance soutenue**. C'est à ce dernier sujet qu'est dédié le présent chantier.

⁴⁹ Voir Chantier n°5 : Décarboner le secteur aérien

⁵⁰ Voir Chantier n°3 : Généraliser la voiture électrique sobre

⁵¹ Le train-kilomètre est une unité de trafic correspondant au déplacement d'un train sur une distance d'un kilomètre

L'offre ferroviaire : croissance, goulots d'étranglement, leviers de transformation

Un réseau performant et capacitaire, la mère des batailles

Il n'y aura pas de croissance de l'offre de transport sans un réseau fiable et performant. Or, le réseau ferré français nécessite d'importants travaux de régénération et de modernisation. Il est l'un des plus vétustes d'Europe et les efforts récents n'ont pas encore permis de le rajeunir.

A l'été 2025, la conférence Ambition France Transports a dégagé un consensus des acteurs pour demander une loi de programmation de financement qui garantisse la réalisation des indispensables travaux de **régénération et de modernisation du réseau structurant**.

Les goulots d'étranglement sont à identifier et à traiter. Certains tronçons de lignes classiques et surtout plusieurs nœuds ferroviaires vont constituer des goulots d'étranglement. **Leur criticité dépendra du positionnement géographique des nouvelles offres de desserte. Le traitement des nœuds fait partie des priorités de SNCF Réseau.**

Le déploiement d'ERTMS (European Rail Traffic Management System) **et l'introduction progressive de fonctions d'automatisation des trains sont des leviers pour faire croître le trafic.** ERTMS permet d'optimiser l'espacement entre les trains et améliore significativement le débit des lignes. Ainsi, la LGV Paris-Lyon passera d'une capacité actuelle de 13 trains par heure et par sens à 16 trains dès 2030 (soit 430 trains/jour). L'automatisation des trains (avec maintien des conducteurs) permet également d'optimiser l'utilisation des voies.

ERTMS apporte aussi des progrès dans la gestion des incidents ou celle des travaux. En effet il permet la banalisation des voies c'est-à-dire leur utilisation dans un sens ou dans l'autre, et donc de circuler sur une seule voie, ce qui améliore la résilience du système. SNCF Réseau devra utiliser ces nouvelles latitudes pour concilier travaux et gestion d'un trafic toujours plus élevé.

Pour accueillir des voyageurs de plus en plus nombreux et de plus en plus attentifs à la qualité des cheminements (population plus âgée, correspondances, bagages), **les gares devront être adaptées** et accélérer leur mutation en pôle multimodal.

Construire des infrastructures nouvelles est nécessaire pour assurer au réseau performance, capacité et résilience. Certains projets permettent de développer les trafics tout en soulageant les points actuellement les plus chargés du réseau. C'est notamment le cas de la gare de Pont-de-Rungis-Aéroport d'Orly, directement desservie par la ligne 14 du métro et dont l'existence permettrait d'accroître considérablement l'attractivité des TGV province-province tout en réduisant la surcharge actuelle des gares intra-muros.

Il faudra réformer la gouvernance complexe des projets (trop d'acteurs autour de la table). L'absence de décision sur le financement cause retards et surcoûts. Les « stop-and-go » financiers allongent les délais jusqu'au-delà de 20 ans pour certains projets.

Les procédures, notamment environnementales, freinent aussi l'avancée des projets, avec un délai allant jusqu'à 15 ans entre l'idée et la mise en service.

Les entreprises ferroviaires et autorités organisatrices sont convaincues du potentiel du marché et vont devoir commander de gros volumes de parcs de matériel roulant

Dans la grande vitesse, après 15 années de rationalisation de dessertes et de faibles commandes de matériel roulant, l'activité TGV de SNCF Voyageurs s'apprête à recevoir une nouvelle génération de train, le TGV M. La SNCF affiche des perspectives de croissance ambitieuses pour la décennie à venir, soit un doublement du nombre des voyageurs. Cette cible est compatible avec notre objectif d'un triplement à horizon 2050.

La durée de vie d'un TGV étant de 40 ans, la grande majorité des 363 rames du parc actuel de SNCF Voyageurs devrait être radiée d'ici 2050. Des opérations d'obsolescence déprogrammées permettent cependant d'espérer prolonger certaines rames jusqu'à 50 ans. Assurer le renouvellement et la croissance supposera dans tous les cas un rythme de livraison très soutenu. Une seule ligne de production (soit 12 à 15 rames par an) ne permet que le renouvellement. Pour assurer le développement, il faudra accélérer la cadence pour viser la livraison de 20 rames par an (deux lignes de production). **SNCF Voyageurs réceptionnerait ainsi 500 rames en 25 ans, et il resterait alors à faire circuler 200 rames en complément**, via SNCF Voyageurs et/ou d'autres opérateurs, pour atteindre la cible visée.

Le renouvellement du parc permet de gagner en capacité et en performance. **Avec le TGV M la capacité de chaque rame augmente de 15 % et la consommation d'énergie est réduite de plus de 20 %** par rapport à la génération actuelle ; la consommation par voyageur est donc réduite de près de 40 %. Les coûts de maintenance devraient également diminuer.

De nouveaux opérateurs contribueront à la croissance. Certains font déjà rouler des trains, d'autres se préparent. Les **coûts d'entrée élevés et la difficulté à faire homologuer** les nouveaux matériels roulants sont les freins actuels à la concrétisation des projets.

Pour le train classique, la France entre dans une décennie charnière marquée par un renouvellement massif du parc de matériel roulant.

Côté **Intercités**, l'Etat, via l'Autorité organisatrice des Trains d'Equilibre du Territoire, a lancé une procédure pour la construction de **nouveaux trains de nuit** ; les **lignes de jour**, quant à elles, bénéficieront dès 2027 de jusqu'à **50 nouvelles rames dites Oxygène** (construites par CAF). De nouveaux opérateurs pourraient vouloir se positionner en Service Librement Organisé.

Côté **train régional**, les séries livrées au début des années 2000 (soit une grande partie des 2000 automotrices régionales actuelles) arriveront en **fin de vie sur la décennie 2035-2045**. La sortie de la traction diesel devrait être à l'ordre du jour à cette échéance. La **solution batterie électrique couplée à l'électrification de portions de lignes du réseau** apparaît la meilleure. A plus court terme, les premières procédures de mise en concurrence organisées par les Régions indiquent une volonté de développer l'offre de transport à moyens constants, les parcs de matériels étant jusqu'alors sous-utilisés. Des **augmentations de l'offre de 50 % à 80 %** paraissent ainsi atteignables.

La construction du matériel roulant : une filière industrielle capable de monter en puissance, sous conditions

Donner au secteur une gouvernance/planification claire et stable sur le long terme

La filière française du matériel roulant dispose d'un potentiel industriel réel, mais insuffisamment soutenu par une stratégie nationale claire. Les constructeurs considèrent qu'un doublement du trafic voyageurs.km d'ici 2050 est atteignable, mais qu'un **triplement impliquerait des arbitrages et une gouvernance qu'aucun acteur ne perçoit aujourd'hui**.

Cette prudence contraste avec les capacités industrielles existantes : les sites dédiés aux matériels régionaux ou urbains fabriquent un train par semaine et Alstom va bientôt produire trente rames à grande vitesse par an, soit trois fois plus qu'il y a quelques années.

En se comparant à d'autres filières comme le nucléaire ou l'aéronautique, **les acteurs évoquent les manques de (i) visibilité long terme, (ii) coordination entre État, Régions, SNCF & industriels, (iii) planification nationale des capacités, (iv) stabilité des programmes afin d'éviter les stop-and-go destructeurs**. Or, les performances reposent sur des commandes régulières, homogènes et suffisamment massifiées pour gagner en effet d'échelle.

Réduire le temps de mise sur le marché d'un nouveau train

La mise sur le marché d'un matériel nouveau est longue, au mieux 5-6 ans et parfois jusqu'à 8-10 ans (TGV-M). Deux facteurs principaux expliquent cette durée : des cahiers des charges très détaillés et une homologation lourde. Un train régional standard destiné à un pays voisin requiert environ 500 000 heures d'ingénierie, alors que sa version adaptée au marché français peut en mobiliser jusqu'à 1,3 million. **L'accumulation d'exigences, parfois trop spécifiques, freine l'industrialisation et alourdit les coûts**.

À cela s'ajoutent des campagnes d'essais nettement plus importantes qu'à l'étranger, représentant jusqu'à quatre fois le volume nécessaire pour des matériels déjà certifiés ailleurs en Europe. Les constructeurs pensent que l'on pourrait **gagner environ 3 ans** : 2 ans en simplifiant les spécifications et 1 an en reconfigurant le processus d'homologation, notamment en piochant dans les bonnes pratiques européennes.

Rendre plus robuste le tissu de sous-traitants en planifiant les commandes

La chaîne de sous-traitance est l'un des maillons les plus fragiles du secteur, alors qu'elle a constitué une force dans le passé. Essentiellement composée de PME dépendantes d'un flux continu de commandes, elle subit fortement les variations de cadence. Les 5 dernières années ont concentré un volume inédit de projets complexes. Le lancement de 5 nouveaux trains (TGV-M, RER NG, MI20, MF19, Oxygène) a saturé les capacités d'ingénierie et exercé une forte pression sur les fournisseurs. Si cette activité soutenue améliore la visibilité, elle rend la filière vulnérable à toute difficulté industrielle touchant un acteur clé.

Investir dans la maintenance

Un développement des installations de maintenance est nécessaire pour les adapter au volume croissant du parc et au positionnement géographique des dessertes.

Si les constructeurs cherchent à étendre leur activité vers la maintenance, **le modèle dominant devrait rester celui d'une maintenance réalisée directement par l'entreprise ferroviaire**.

Les opérateurs soulignent que la maintenance prédictive et modulaire permet de réduire les temps d'immobilisation, ce qui limitera un peu le besoin en nouvelles places en atelier.

SNCF Voyageurs assure aujourd'hui la maintenance du TGV dans 5 technicentres dont 4 situés en périphérie parisienne. Le Technicentre Sud Est Européen (850 collaborateurs) va accueillir les premiers TGV M, moyennant 300M€ d'investissement. La période devrait être porteuse d'un rééquilibrage géographique. SNCF Voyageurs prévoit d'investir 1Md€ sur une dizaine de sites en régions. Ces ateliers positionnés au plus près des terminus de fin de soirée des trains peuvent améliorer la productivité des opérateurs.

Plusieurs entreprises concurrentes portent également des projets d'ateliers.

Les limites physiques (foncier embranché et accessible, itinéraires nocturnes saturés) restent cependant structurantes, en France comme dans les pays voisins.

Le sujet du **garage nocturne** des rames méritera attention. 700 rames à grande vitesse de 200 mètres de long, c'est 140 km de voies à trouver tous les soirs pour se garer.

Des besoins de recrutement et de formation à anticiper

La massification du transport ferroviaire nécessite des personnels roulants, des exploitants des gares et du réseau, ainsi que des agents de maintenance des matériels et infrastructures.

A la SNCF, l'éclatement en plusieurs sociétés anonymes a conduit, en 2022, à la fin de la planification centralisée au niveau groupe, ce qui a des conséquences sur le pilotage des ressources humaines, tandis que la fin du statut cheminot réduit l'attractivité des carrières.

Les employeurs se multiplient, du fait de l'ouverture à la concurrence chez les transporteurs et d'un recours accru à la sous-traitance auprès d'entreprises de travaux publics chez le gestionnaire de réseau.

La massification du rail nécessite une croissance de 30 à 50 % des effectifs, que **les employeurs ne préparent pas encore**. Les emplois du réseau qui devraient a minima se stabiliser sont projetés en baisse en l'absence d'un choc d'investissement sans lequel le trafic ne saurait croître. Le rythme élevé des départs en retraite va accroître les tensions. Le marché est de plus en plus concurrentiel entre opérateurs du rail, mais aussi avec d'autres secteurs. Des pénuries sont redoutées pour les emplois de techniciens de maintenance des matériels et du réseau, emplois que leur pénibilité rend aussi plus difficiles à pourvoir.

La branche ferroviaire en cours de structuration s'efforce de construire un appareil de formation externe pour garantir la qualification indispensable à la circulation des trains en sécurité. Le développement de ces parcours prend plusieurs années et pourrait, comme l'absence de gestion anticipée des emplois, entraîner des retards pour recruter au bon niveau. Il semble peu réaliste de compter sur les sous-traitants, eux-mêmes tributaires de commandes, pour préparer les ressources humaines manquantes.

Du côté des constructeurs de matériel roulant, la montée en cadence suppose un volume élevé de compétences en ingénierie, en validation, en intégration logicielle, en production (soudeurs notamment mais aussi chaudronniers, électriciens). Or plusieurs de ces métiers sont déjà en tension. Pour tenir durablement les cadences évoquées - trente rames à grande vitesse et plusieurs dizaines de matériels régionaux ou urbains par an - la filière doit renforcer sa capacité à recruter, former et fidéliser les profils techniques nécessaires.

Stimuler l'envie de train et accompagner l'évolution des modes de vie

Le train peut devenir de plus en plus compétitif

Des mesures à la main de la puissance publique (baisse des péages ferroviaires, augmentation des contraintes sur les autres modes de transport) permettront d'attirer de nouveaux clients. La productivité du secteur (plus grande capacité des rames, diminution des charges d'énergie et maintenance, maîtrise des coûts d'acquisition des nouveaux matériels) sera aussi mobilisée.

Des imaginaires à transformer

En France, la voiture reste associée à la liberté, la réussite sociale et la praticité, le train étant souvent vu comme contraignant, cher et peu fiable. Il faut parvenir à lever ce **frein psychologique** en transformant cette image, notamment en rappelant que le voyage en train, est un voyage sans embouteillages ni stress, qui donne du temps utile et/ou agréable : repos, travail, lecture, rencontres, etc.

De son côté, l'avion est aujourd'hui un symbole de réussite sociale, et le prendre pour quelques jours de vacances au bout du monde est pratique courante pour certains. Il faudrait au contraire **valoriser socialement le fait de voyager moins souvent mais plus longtemps**, ou encore compenser (par exemple par l'octroi de congés supplémentaires) ceux qui font le choix du voyage bas carbone, malgré un temps de transport parfois supérieur.

Conclusion : une cible atteignable pourvu qu'un stratège mobilise l'ensemble des acteurs

Les acteurs font le constat de l'absence d'un stratège, ce qui ne permet pas de construire une vision partagée du long terme.

Si la SNCF a pu jouer ce rôle de stratège pour le compte de l'Etat pendant plusieurs décennies, ce n'est plus le cas aujourd'hui notamment du fait de la régionalisation intervenue en 2002, et de la mise en concurrence.

Quant à SNCF Réseau, il a pour mission de répondre à ses clients. Dès lors, il a, au mieux une vision à 10 ans des évolutions du marché, via la signature d'accords-cadres.

L'Etat ne semble pas non plus porter ce rôle de stratège. Ainsi, la Stratégie de Développement des Mobilités Propres ne traite pas spécifiquement de la mobilité de longue distance, le report modal de la voiture vers le train y est traité dans des argumentaires relevant essentiellement de la mobilité quotidienne, et le report de l'avion vers le train n'y est pas évoqué du tout - l'avion étant traité à part.

Au moment où de nouveaux opérateurs apparaissent sur le train de longue distance, il est pourtant essentiel de savoir quelle cible on cherche collectivement à viser.

Pour orienter le développement de l'offre vers la meilleure satisfaction des besoins des territoires, un schéma directeur des services d'intérêt national devrait être élaboré et des outils

de modulation des coûts proposés (réduction de péages sur les lignes les moins attractives, réduction des redevances d'arrêt dans certaines gares).

La massification du train passagers est donc possible, visant une multiplication par 3 du nombre de voyageurs d'ici à 2050. Cela requiert un réseau fiable, performant et résilient, ayant la capacité d'encaisser la hausse à venir du trafic. La construction de nouvelles infrastructures et la simplification de la gouvernance des projets seront nécessaires. Cette montée en puissance passera également par l'acquisition et le renouvellement du matériel roulant, avec un besoin de planification, d'arbitrages, et de réduction des délais de leur mise en service. De concert, les installations de maintenance devront être adaptées au volume croissant de ce parc roulant. Pour répondre à ces évolutions du secteur, une hausse de 30 à 50 % des effectifs est également à anticiper, impliquant de forts besoins de recrutement et de formation : personnels roulants, exploitations des gares et du réseau, maintenance des matériels et infrastructures. Enfin, pour gagner en attractivité, cette massification du train devra s'accompagner de gains en compétitivité du ferroviaire et d'une évolution de l'imaginaire collectif qui lui est associé.

Contact

Béatrice Jarrige

Cheffe de projet Mobilité Longue Distance

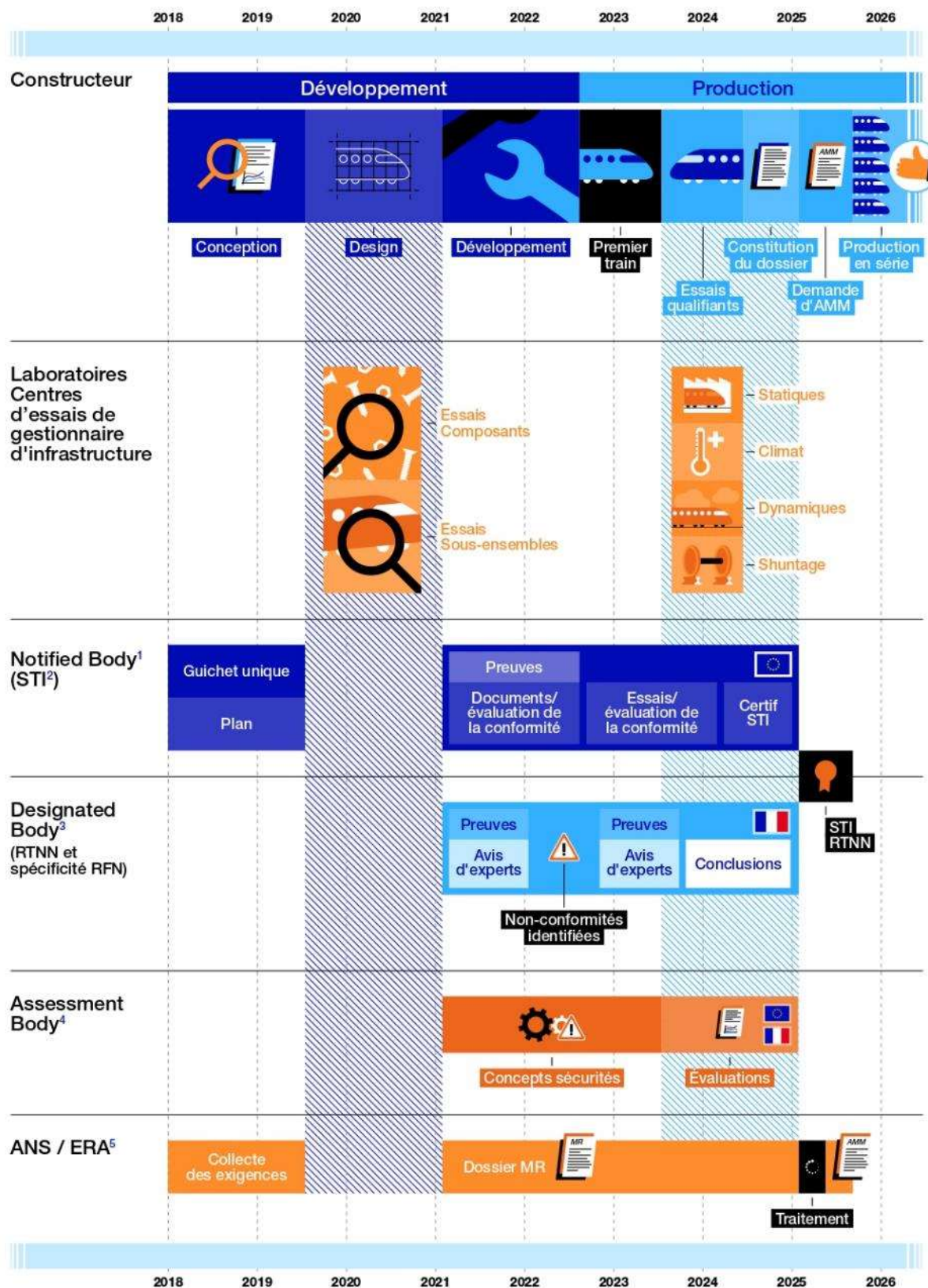
beatrice.jarrige@theshiftproject.org

Héloïse Lesimple

Pilote communication et affaires publiques Transition Robuste

heloise.lesimple@theshiftproject.org

www.theshiftproject.org



1. Notified Body / NoBo: organisme qui vérifie la conformité aux normes européennes

2. STI: spécifications techniques d'interopérabilité

3. Designated Body / DeBo: organisme qui vérifie la conformité aux règles techniques nationales (RTNN)

4. Assessment Body / AsBo: organisme d'évaluation des risques et de la sécurité

5. ERA: agence européenne chargée de la sécurité et de l'interopérabilité des réseaux ferroviaires, visant à créer un espace ferroviaire unique en Europe.

Figure 4 : Planning développement / production TGV-M – The Shift Project

DÉCARBONER LE SECTEUR AÉRIEN

TRANSPORTS

DANS LE CADRE DE NOTRE
PLAN ROBUSTE POUR L'ÉCONOMIE FRANÇAISE



Introduction

Le secteur aérien représente aujourd'hui **2 à 3 % des émissions mondiales de CO₂** et **6,8 % des émissions françaises**, principalement en lien avec la combustion de kérosène fossile. A cela s'ajoutent les effets dit « hors-CO₂ », tel que l'effet réchauffant induit par les trainées de condensation des avions. Après la brève parenthèse du COVID et la forte baisse de trafic aérien qui l'a accompagnée, celui-ci a retrouvé son niveau d'avant la pandémie. Il croît aujourd'hui à un rythme soutenu, d'environ **+3,5 % par an**, une croissance dont la poursuite nous conduirait à un doublement du trafic à l'horizon 2050, et à un doublement des émissions toute chose égale par ailleurs.

Plusieurs **leviers complémentaires**, technologiques et organisationnels, peuvent permettre de diminuer l'impact climatique du secteur. Certains acteurs évoquent des innovations de rupture, **avion électrique** ou **avion à hydrogène**, permettant de se passer des hydrocarbures. De plus, des progrès tendanciels sont régulièrement implémentés pour **améliorer l'efficacité des avions**, notamment en les allégeant et en diminuant la consommation des moteurs. Par ailleurs, les **carburants durables**, biocarburants d'une part et carburants de synthèse d'autre part, peuvent permettre de décarboner le kérosène utilisé. Enfin, un recours à la sobriété, autrement dit une **baisse du trafic**, permettrait de réduire directement les émissions en proportion. Nous allons ici aborder ces leviers l'un un après l'autre, afin d'en décrire les enjeux, d'en présenter les intérêts, et d'en cerner les limites.

Ruptures technologiques : poursuivre la R&D sans miser dessus à 2050

Si l'électrification est une priorité pour les transports terrestres⁵², elle est en revanche bien plus délicate pour le transport aérien. En effet, lorsqu'il s'agit de s'envoler, toute masse excessive est rédhibitoire. Or les technologies de batteries actuelles sont bien trop lourdes : la densité énergétique (la quantité d'énergie stockée par unité de masse) d'une batterie de voiture Tesla est près de 50 fois plus faible que celle du kérosène [64]. Même en considérant les toutes dernières technologies à date, il reste un facteur d'environ 25 à combler [65].

En revanche, alimenter des moteurs électriques par des piles à combustible consommant de l'hydrogène, ou adapter les moteurs d'avion à la combustion d'hydrogène, sont des solutions technologiques envisageables dès aujourd'hui dans leur principe ; cependant, elles soulèvent leur lot de questions techniques, industrielles et logistiques. L'hydrogène liquide prend environ quatre fois plus de place que le kérosène, pour un même contenu énergétique, d'où une autonomie bien plus faible pour une taille de réservoir donnée : utiliser l'hydrogène est donc aujourd'hui imaginable seulement pour des courts ou moyen-courriers. Le développement d'un tel avion est par ailleurs un défi technique de taille, qu'il s'agisse de son système propulsif ou du stockage et de la distribution de l'hydrogène à bord, ainsi que des impacts sur la conception générale. Un temps porté par Airbus, les principaux projets en la matière ont été repoussés sans nouvelle échéance [66], et le motoriste français Safran Aircraft Engines semble ne plus y croire [67]. Quant à l'avionneur américain Boeing, il ne s'est jamais réellement positionné en faveur de cette option technologique [68]. Nous considérons pour notre part que le secteur

⁵² Voir Chantier n°3 : Généraliser la voiture électrique sobre et Chantier n°7 : Electrifier les poids lourds

devrait poursuivre les efforts de recherche et développement sur cette solution, certes complexe et limitée, mais néanmoins intéressante pour ses bénéfices en termes d'émissions de CO₂ mais aussi, potentiellement, en termes d'effets hors-CO₂. Toujours est-il qu'en l'état **l'avion à hydrogène ne jouera aucun rôle significatif à l'horizon 2050**, compte tenu des durées de développement, de certification (qui plus est pour une technologie aussi innovante) et enfin de diffusion dans les flottes ; à quoi s'ajoute le défi logistique et infrastructurel pour des aéroports et des compagnies aériennes, qui devraient mettre en place des solutions d'approvisionnement et de stockage d'hydrogène.

Efficacité : des progrès attendus significatifs mais limités

En parallèle du travail de recherche sur les innovations de rupture, les acteurs du secteur implémentent depuis toujours de nombreux progrès incrémentaux, afin de réduire autant que possible la consommation de carburant des aéronefs. Les avionneurs travaillent ainsi à alléger autant que possible leurs appareils, en ayant notamment recours à des matériaux composites, plus légers. Les motoristes améliorent également leurs produits d'une génération sur l'autre : les moteurs CFM⁵³ actuellement installés sur les Airbus A320neo et les Boeing 737 max (moteurs Leap) consomment environ 15 % de carburant de moins que leurs prédécesseurs (moteurs CFM56)⁵⁴. Toutefois ces progrès d'efficacité se font de plus en plus difficiles avec le temps [69] : les améliorations les plus simples ont déjà été implémentées, et pour aller plus loin il faut désormais de **véritables bonds technologiques**, plus complexes et plus incertains.

Ainsi, un motoriste comme Safran Aircraft Engines travaille aujourd'hui sur une architecture innovante dite **Open Fan** (via le projet RISE), la seule qui soit en mesure de permettre des réductions massives de consommation carburant, de l'ordre de 20 % par rapports aux moteurs actuels (moteurs Leap). Ce moteur a vocation à équiper le successeur de l'A320neo d'Airbus [70] et pourrait donc être déployé massivement dans les flottes futures. Son entrée en service n'est toutefois pas attendue avant 2035 – pour un projet ayant démarré au début des années 2020, soit une quinzaine d'années de développement et de certification⁵⁵. De plus, la flotte aérienne mondiale met environ 25 ans à se renouveler. **Si l'Open Fan entre réellement en service en 2035 il ne sera donc généralisé qu'à l'horizon 2060**. Et s'il a du retard, ce qui est fréquent pour des grands projets industriels de ce type, alors toute année de décalage réduira d'autant sa pertinence pour la nécessaire atteinte de la neutralité carbone en 2050. Il n'équipera de plus vraisemblablement pas toute la flotte mondiale de court et moyen-courriers, puisque l'autre acteur majeur du secteur, Boeing, ne prévoit pas de sitôt un successeur à son Boeing 737 max [71], et n'aura donc pas l'opportunité d'intégrer prochainement ce nouveau moteur moins énergivore.

Notons que ces progrès en matière d'efficacité, certes nécessaires, sont loin d'être suffisants à contexte inchangé. Ainsi, **un gain unitaire de 20 % sur la consommation de chaque appareil serait totalement effacé par la hausse du trafic en seulement 6 à 7 années**, au rythme actuel de +3% par an. Par ailleurs, ces gains d'efficacité pourraient stimuler encore davantage la hausse du trafic, via la baisse de prix du billet qu'ils permettent grâce aux économies de carburant. C'est le principe de l'**effet rebond**, tel qu'il a été observé ces dernières décennies : entre 1973 et 2018, l'énergie nécessaire au transport d'un passager sur

⁵³ CFM est un consortium entre l'américain General Electric et le français Safran Aircraft Engines.

⁵⁴ CP, Le CFM LEAP réduit de 15% la consommation de carburant, Air & Cosmos [en ligne], publié le 21 juin 2023.

⁵⁵ Pour un projet certes innovant, mais largement moins en rupture qu'une technologie inédite comme l'avion électrique ou hydrogène, pour lesquels des délais plus importants encore seraient donc à redouter le cas échéant.

un kilomètre a été divisée par 5 grâce aux progrès techniques. Mais dans le même temps le trafic était multiplié par un facteur 13, notamment en raison de la chute des prix permis par ces mêmes progrès, conduisant au total à un quasi-triplement des émissions du secteur sur la période [72].

SAF : un déploiement à promouvoir mais des gisements contraints⁵⁶

Définition & intérêt

Les **SAF**, de l'acronyme anglais Sustainable Aviation Fuel, ou Carburants d'Aviation Durables, sont regroupés en deux catégories : les bioSAF et les e-SAF. Les **bioSAF** sont des biocarburants, produits à partir de biomasse. Les **e-SAF** sont des carburants de synthèse, produits à partir d'hydrogène bas-carbone - généré par électrolyse de l'eau avec de l'électricité bas-carbone⁵⁷, et de CO₂ capturé dans l'air ambiant ou en sortie d'un procédé industriel.

La composition chimique de ces SAF est très proche de celle du kérosène fossile, leur combustion émet donc également du CO₂. En revanche, contrairement au kérosène fossile, le carbone en question n'a pas été extrait de nos sous-sols : il provient de l'atmosphère après capture par la photosynthèse (bioSAF) ou via un procédé industriel (e-SAF), et ne fait donc qu'y retourner ; **une opération neutre** au premier ordre. Le bilan climatique réel de l'opération est toutefois fortement dépendant des conditions de production des SAF [73]. Un bioSAF réalisé à partir de cultures dédiées ayant occasionné des émissions agricoles importantes et/ou ayant généré de la déforestation, ou un e-SAF produit à partir d'un mix électrique fortement carboné car basé sur des centrales au charbon et au gaz, peuvent avoir un bilan carbone encore pire – voire bien pire – que le kérosène fossile. En revanche, un **bioSAF issu de biomasse résiduelle durable** (huile usagée ou déchets bois par exemple) ou un **e-SAF issu d'un mix électrique bas-carbone** (comme le mix français) présentent généralement un **fort gain climatique** par rapport au kérosène fossile. Il faut également noter que la combustion des SAF est généralement plus propre que celle du kérosène fossile, avec moins d'émissions de composés soufrés et de suies, ce qui constitue un bénéfice en termes de qualité de l'air et, potentiellement, également en terme climatique.

En outre, **un intérêt majeur des SAF est leur caractère « drop-in »** : ils peuvent être utilisés dans les moteurs existants⁵⁸, et ne sont donc pas tributaires des délais de développement, de certification et de renouvellement des flottes précédemment évoquées pour les solutions impliquant un changement d'appareil. C'est donc un **levier technologique crucial pour décarboner rapidement le secteur aérien**.

Des voies de production aux maturités variables

Différents procédés permettent de produire des SAF à partir de ressources variées [73]. Les **bioSAF** peuvent être produits par la voie **HEFA**⁵⁹, à partir d'huile, par la voie **AtJ**⁶⁰, à partir

⁵⁶ Cette partie s'appuie fortement sur le rapport AERO-DECARBO et THE SHIFT PROJECT, *Pouvoir voler sans pétrole : quel approvisionnement énergétique pour le secteur aérien ?* [73].

⁵⁷ Voir Chantier n°12 : Massifier la production d'hydrogène bas-carbone

⁵⁸ Aujourd'hui un moteur existant peut fonctionner avec jusqu'à 50 % de SAF. Il est prévu de certifier prochainement des moteurs pouvant fonctionner avec du 100 % SAF. Aujourd'hui la consommation totale de SAF est embryonnaire, moins de 1% du total, la technologie des moteurs ne limite donc pas (et ne limitera vraisemblablement pas à l'avenir) le déploiement – même très rapide – des SAF.

⁵⁹ Hydroprocessed Esters and Fatty Acids

⁶⁰ Alcohol-To-Jet

d'alcool, ou encore par la voie **BtL**⁶¹, à partir de biomasse lignocellulosique⁶². Les **e-SAF** sont produits par les voies **PtL**⁶³ ou **MtJ**, à partir d'hydrogène bas-carbone, et de CO₂ capturé. Il existe également des **e-bioSAF**, produits par la voie **PBtL**, à partir de biomasse lignocellulosique et d'hydrogène bas-carbone – l'apport d'hydrogène permettant d'exploiter au mieux le carbone contenu dans la biomasse.

Toutes ces voies n'ont pas la même maturité et ne possèdent pas le même potentiel de déploiement [73]. **La voie HEFA est actuellement la seule filière développée à l'échelle industrielle.** Mais elle s'appuie sur un **gisement limité**, les huiles et graisses usagées, dont le potentiel total devrait être atteint d'ici la fin de la décennie. L'AtJ est quant à lui relativement émissif et cher, ce qui le rend peu susceptible de se développer massivement. **Un déploiement significatif des SAF ne pourra donc s'appuyer que sur le BtL, le PBtL et PtL.** Or ces filières sont aujourd'hui balbutiantes sur le plan industriel : tout reste à faire en la matière.

Une filière à construire

La **montée en puissance** des SAF nécessitera un cadre adapté. La demande ne se déploiera pas d'elle-même, ces carburants étant bien plus onéreux que leur équivalent fossile – et voués à le rester dans la durée. Pour stimuler l'essor des SAF, la **réglementation européenne RefuelEU** impose des « taux d'incorporation » aux acteurs du secteur, c'est-à-dire de consommer un certain pourcentage de SAF sur leur volume total de consommation de carburant. Entrée en vigueur en 2025 avec un taux modeste de 2 %, cette obligation doit suivre une trajectoire croissante, jusqu'à imposer 70 % de SAF en 2050, dont la moitié de e-SAF. Aujourd'hui remise en cause par certains [74], **cette réglementation doit impérativement être maintenue** : en garantissant des débouchés significatifs dans la durée, elle donne aux énergéticiens une visibilité forte, nécessaire aux importants investissements initiaux que requiert la construction de sites de production de SAF.

Des gisements limités

Toutefois, **les SAF seront fortement contraints dans leur déploiement** par le caractère limité des gisements sur lesquels ils reposent. Les **bioSAF dépendent de la disponibilité en biomasse durable**, une ressource rare convoitée par de nombreux usages : alimentation humaine et animale, fertilité des sols, puits et stock de carbone⁶⁴, biodiversité, produits bois et bioénergies⁶⁵. De plus, plusieurs secteurs difficiles à décarboner misent fortement sur ces bioénergies : aérien certes, mais également maritime, transport routier lourd⁶⁶, machines agricoles ou encore engins de chantiers. L'aérien n'aura pas donc pas nécessairement accès à toute la biomasse nécessaire pour décarboner un trafic en forte croissance, sauf à nuire à d'autres usages essentiels, ou à freiner la décarbonation des autres secteurs demandeurs. Quant à eux, **les e-SAF dépendent, entre autres, de la ressource en électricité bas-**

⁶¹ Biomass-To-Liquid

⁶² C'est-à-dire boisée ou fibreuse

⁶³ Power-To-Liquid

⁶⁴ Voir Chapitre n°19 : Préserver et étendre les puits de carbone naturels, agricoles et forestiers

⁶⁵ Voir Chantier n°18 : Déployer les bioénergies de manière soutenable

⁶⁶ Mais si le fret routier doit à notre sens être principalement décarboné via un report modal vers le fer et via une électrification des camions, lire nos deux chantiers dédiés.

carbone⁶⁷, car le rendement de leurs procédés de production – typiquement électrolyse de l'eau – est faible.

*NB : Notons toutefois que ces deux contraintes ne sont pas de même nature : le gisement de biomasse durable est une **limite « forte »**, physique, alors que la limite en électricité bas-carbone est une **limite « faible »**, industrielle, qui peut être partiellement repoussée en déployant davantage de moyens de production électriques bas-carbone. Cependant, les perspectives de déploiement en question n'étant pas illimitées⁶⁸ et les besoins en électricité bas-carbone étant nombreux⁶⁹, les tensions sur l'accès à l'électricité bas-carbone pourraient bel et bien s'avérer bloquantes dans la pratique.*

Au niveau mondial, remplacer l'ensemble de la consommation actuelle de kérosène fossile par des e-SAF nécessiterait environ 10 000 TWh, soit le **tiers de la production d'électricité mondiale** [73]. Au niveau français, en fléchant vers les bioSAF toute la biomasse réglementairement éligible et techniquement exploitable, et en fléchant vers les e-SAF **20 % de toute la production électrique française actuelle** – soit 110 TWh d'électricité bas-carbone –, on obtiendrait environ 5,6 millions de tonnes de SAF, ce qui **ne suffirait même pas à couvrir tout le kérosène fossile actuellement consommée** dans notre pays (7,3 millions de tonnes) [73].

Le constat est *in fine* sans appel : **pour décarboner le secteur aérien, les SAF seront nécessaires, mais ne seront pas suffisants**. Il va également falloir maîtriser notre consommation de carburant et donc (les progrès d'efficacité étant limités, comme expliqué plus haut) maîtriser le niveau du trafic aérien. Une **mobilisation massive mais réellement durable des SAF**, à hauteur par exemple de 30 % du gisement biomasse concerné et de 70 TWh d'électricité bas-carbone, nécessiterait par exemple une **réduction du trafic aérien français d'environ 30 %** pour que le secteur fasse sa part – au prorata de ses émissions actuelles dans l'atteinte de la neutralité carbone du pays [73].

Sobriété : l'impérative maîtrise du trafic

Cette maîtrise du trafic aérien français peut s'effectuer via plusieurs leviers complémentaires. Elle peut passer par le **signal-prix**, par exemple en revenant sur les exonérations de TVA dont bénéficie aujourd'hui le kérosène - taux réduit sur les vols domestiques et nul à l'international, ou en augmentant la taxe sur les billets d'avion (TSBA). Une taxation progressive pourrait également être imaginée, qui irait crescendo en fonction du nombre de vols effectués par chaque passager, et de leur distance⁷⁰. La limitation du trafic peut aussi prendre la forme de **quotas**, contraignant directement le trafic lui-même : limitation du nombre de vols autorisés par an dans chaque aéroport, quota de carburant fossile par compagnie aérienne, ou encore quotas individuels, en nombre de vols ou en kilomètres. Il est aussi possible de procéder à des **fermetures de lignes** aériennes, notamment lorsqu'il existe une alternative ferroviaire acceptable⁷¹. Il importe dès aujourd'hui de ne pas étendre l'offre aéroportuaire existante, **en**

⁶⁷ Ils dépendent aussi de la ressource en eau (pour la production d'H₂ par électrolyse de l'eau) ainsi que de la ressource en CO₂ (ce CO₂ devant être d'origine biogénique pour que le SAF soit réellement vertueux sur le plan climatique).

⁶⁸ Voir Chantier n°16 : Développer l'éolien et le photovoltaïque et Chantier n°17 : Prolonger le nucléaire historique, lancer le nouveau nucléaire

⁶⁹ Voir par exemple nos chantiers sur la voiture électrique, le camion électrique, les pompes à chaleur, l'acier bas-carbone ou encore l'hydrogène bas-carbone

⁷⁰ C'est l'idée de la taxe dite « grands voyageurs » portée par le Réseau Action Climat.

⁷¹ Un tel dispositif existe aujourd'hui dans la loi, mais pourrait être étendu. L'article 145 de la loi n°2021-1104 a créé une interdiction d'exploiter des vols à l'intérieur du territoire français lorsque le trajet est également assuré par des services ferroviaires,

renonçant aux extensions d'aéroports actuellement envisagées. Enfin, il est crucial de veiller à la bonne information du public sur l'impact climatique de l'aérien et de limiter l'exposition à des « tentations » évitables, **en régulant la publicité pour les vols les plus émetteurs** – voire en l'interdisant. Notons, pour finir, que la maîtrise du trafic aérien domestique et régional reposera aussi sur la **massification des alternatives ferroviaires, en particulier à l'échelle européenne**, qui devront être aussi abondantes, accessibles, abordables et fiables que possible⁷².

Conclusion

Une décarbonation rapide de l'aérien français ne peut pas miser sur des innovations telles que **l'avion à hydrogène, qui ne jouera pas de rôle significatif avant 2050**, même si la R&D en la matière doit être poursuivie. Les **progrès en termes d'efficacité énergétique** des appareils sont pour leur part **réels mais limités** : ils doivent être poursuivis, mais ils ne contrebalancent pas la hausse tendancielle du trafic et la stimulent même (toute chose égale par ailleurs) lorsqu'ils entraînent une baisse sur le prix des billets. Les **SAF constituent une option intéressante** car ils permettent de fortes baisses d'émissions – à condition d'avoir été produits de manière bas carbone – et peuvent être incorporés directement dans les appareils existants. Il faut donc **permettre la structuration et la montée en puissance d'une véritable filière industrielle française de production de SAF, réellement durables**. Le déploiement de ces carburants sera cependant **contraint par la disponibilité des ressources en biomasse durable et en électricité bas-carbone** : l'aérien n'en aura pas assez pour se décarboner suffisamment à croissance du trafic inchangé. Le **niveau du trafic aérien français doit donc être significativement réduit**, en utilisant tout ou partie des outils pour ce faire.

Contact

Clément Caudron

Chef de projet Transition Robuste

clement.caudron@theshiftproject.org

Héloïse Lesimple

Pilote communication et affaires publiques Transition Robuste

heloise.lesimple@theshiftproject.org

www.theshiftproject.org

sans correspondance et par plusieurs liaisons quotidiennes, en moins de 2h30. Cependant, le nombre de vols concernés est restreint. A titre de comparaison, la Convention Citoyenne pour le Climat proposait en 2019 une telle interdiction lorsque des alternatives existaient à moins de 4h en train, englobant un nombre plus large de vols.

⁷² Voir Chantier n°4 : Massifier le train passagers

RELANCER LE FRET FERROVIAIRE

TRANSPORTS

DANS LE CADRE DE NOTRE
PLAN ROBUSTE POUR L'ECONOMIE FRANCAISE



Introduction

Le secteur du fret⁷³ est aujourd'hui responsable de 10 % des émissions de GES françaises. Ceci est dû à la large prédominance du fret routier, qui représente près de 90 % du transport de marchandises, via des camions principalement diesel. En 2024, seul 9.7 % du transport de marchandises en France a été effectué en train [75]. Cette part est très inférieure à celle de certains pays voisins comme la Suisse (35 %) ou l'Allemagne (17 %) ainsi qu'à la moyenne européenne (17.3 %) [76]. **La part du rail dans le fret baisse depuis les années 60**, pour de multiples raisons [77]. Or **le rail permet de diviser émissions et consommation énergétique a minima par un facteur 4** [78], comparé au fret routier thermique, c'est donc un levier majeur. Pourtant, malgré plusieurs plans de relance depuis 2004 [79], sa part modale n'a pas augmenté. **Il est donc aujourd'hui nécessaire de réussir une réelle relance du fret ferroviaire**, pour décarboner le transport de marchandises, en articulation avec l'électrification du fret routier – voir chapitre suivant.

Etat des lieux du fret ferroviaire

Le « fret ferroviaire » recouvre plusieurs types de transport et d'acteurs. La SNCF détient 47 % du marché, et une vingtaine d'autres opérateurs se partagent l'autre moitié. Les types de transport existants sont :

- **Le « conventionnel »** (ou train complet), proposé par Hexafret (filiale SNCF), qui intéresse les chargeurs industriels avec de forts besoins d'emport – par exemple 1000 tonnes par convoi, où les marchandises sont chargées directement dans des wagons.
- **Le « transport combiné »** (TC), qui est destiné aux transporteurs routiers. Les marchandises sont conteneurisées dans des unités de transport intermodal (UTI) avec des pré- et post-acheminements routiers jusqu'aux terminaux, où elles sont transférées sur des trains. Le TC représente 25 % du transport ferroviaire de marchandises [80].
- **Les « autoroutes ferroviaires »**, consistant à surbaïsser les wagons, permettant de charger directement la semi-remorque d'un poids lourd (PL) dessus. Le transport accompagné – avec le tracteur du PL – est en voie de disparition, pour différentes raisons [81].

Ces 2 derniers modes sont souvent inclus dans les termes généraux « **combiné** » ou **ferroulage** [82]. 60 % du fret est conventionnel [83], le reste est du TC.

Le fret représente 13,4 % du trafic sur le réseau ferré en 2022 [84]. 75 % du fret ferroviaire est électrique, et 25 % est diesel [83].

Objectifs nationaux de report modal vers le fret ferroviaire

La Stratégie Nationale Bas Carbone (SNBC) vise **un doublement de la part du fer d'ici 2030 et 25 % de part modale d'ici 2050** [83], avec une augmentation de 300 % du transport combiné (TC) et 50 % en plus de fret conventionnel. Le Secrétariat Général à la Planification Ecologique (SGPE), quant à lui, vise 15 % de part modale d'ici 2030 [85]. Pourtant, le volume de fret ferroviaire a baissé de 43 % depuis 2000 [83]. L'Association des Usagers du Transport de Fret (AUTF), entre autres, estime que l'objectif 2030 de la SNBC est « hors d'atteinte » [86].

⁷³ Le fret désigne dans ce rapport le transport de marchandises. Nous utiliserons indistinctement les termes fret ferroviaire, fret par le fer, fret par le rail, transport de marchandises par train, voire par métonymie « fer », « rail », « train ». De même, le fret routier pourra être dénommé « route ».

Sur le site de la SNCF cet objectif est reporté à 2032 [87]. Malgré l'instabilité politique nationale depuis 2024 [88], **il est nécessaire de fixer un cap et de s'y tenir. Surtout, il faut désormais réunir les conditions de réussite concrète de cette relance du fret ferroviaire, en termes d'offre, de demande et d'organisation d'ensemble**, afin qu'elle devienne réalité.

L'offre de fret : réseau, travaux, emplois

Un réseau vieillissant, dans lequel il faut investir massivement

Le sous-investissement dans le réseau existant a des conséquences importantes sur la qualité de service, ce que l'Allemagne [89] a constaté à ses dépens. Pour pallier cette situation, le plan « Ulysses Fret » [87] recense et chiffre les principaux travaux nécessaires pour maintenir et moderniser le réseau. Dans ce cadre, la SNCF a 110 projets en cours et à venir [90], dont le **développement du réseau** pour trains longs sur les axes Nord-Est, les axes Atlantique, Dijon-Ambérieu, Rennes-Strasbourg et Narbonne-Bordeaux [83] (à l'étude), le **renforcement des travaux d'adaptation** au changement climatique [91] (en cours) et le **contournement de Paris, Lille et Lyon**, du sillon lorrain et de l'axe Seine [83] (à l'étude).

Ces grands travaux peuvent susciter des oppositions, comme dans le cas du tunnel Lyon-Turin [92], avec des conséquences allant d'éventuels retards à l'arrêt du projet.

La transformation digitale est aussi lancée, comprenant des installations de signalisation pour fonctionner au sein du système IT européen ERTMS, et l'attelage digital DAC par exemple, qui tous deux doivent permettre le passage de plus de trains dans un temps donné [93].

La conférence 2025 "Ambition France Transports", sur le thème du « **financement du verdissement du transport de marchandises** » conclut qu'il faut investir **1,5 milliards d'euros par an supplémentaires pour endiguer le vieillissement du réseau** [94]. A noter que **ce chiffre ne couvre pas les contournements** cités ci-dessus [87], pourtant cruciaux.

Plus de travaux, moins de créneaux ?

⁷⁴Fin 2023 a été promulguée la loi sur les Services Express Régionaux Métropolitains (SERM)⁷⁵ [95]. **La tension sur le réseau risque d'augmenter durant ces travaux** en réduisant les créneaux du fret, même si certains chantiers seront ensuite bénéfiques au transport de marchandises et de passagers.

Report modal et emplois : des transformations à anticiper

Les employeurs du fret anticipent peu la croissance du report modal et les besoins en emplois associé. Les effectifs du fret ferroviaire ont baissé de 67 % depuis 2010 [96], impactant la capacité de conduite et de manœuvres. **Un redémarrage du fret ferroviaire risquerait d'être ralenti par l'insuffisance d'effectifs qualifiés alors qu'une trajectoire ambitieuse requerrait une hausse de 165 % d'ici 2050** (voir Figure 69).

Par ailleurs, **un report modal vers le rail et la baisse des volumes transportés se traduira par une baisse de près de 50 % des emplois du transport routier de marchandises, affectant principalement les chauffeurs PL**. Notons toutefois qu'une partie de ce report

⁷⁴ Voir Chantier n°4 : Massifier le train passagers et Chantier n°2 : Etendre les transports en commun

⁷⁵ Voir Chantier n°2 : Etendre les transports en commun

modal requiert du transport combiné, et maintiendrait donc une activité plus réduite de transport routier, sur de plus courtes distances.

Le fret routier fait aujourd'hui face à de fortes difficultés pour recruter des chauffeurs PL. **Ces tensions se réduiront du fait de la baisse des besoins, et les nombreux départs en retraite** (45 % des chauffeurs routiers ont plus de 50 ans [97]) **amortiront le moindre besoin d'effectifs**. Enfin, **des reconversions vers d'autres métiers (transports publics, ferroviaires ou logistiques) sont identifiées** et accessibles via des formations. Absentes du dialogue social jusqu'à l'étape trop tardive de l'annonce des fermetures de site, ces évolutions doivent donc être discutées sans attendre dans la gestion prévisionnelle des emplois.

La demande de fret : prix, qualité de service, obligation

Fret ferroviaire = fret plus cher ?

Le fret ferré coûte aujourd'hui 1,7 fois plus cher que le routier. Des aides et subventions existent, comme les CEE [98], mais elles doivent être mieux communiquées et **doivent couvrir la totalité de l'écart éventuel de prix entre la route et le rail**.

En 2022, la hausse de prix de l'électricité subie par les acteurs du fret a été plus forte en France que dans les pays voisins. **Le prix a été multiplié par une fourchette allant de 4 [99] à plus de 8 [100]** si bien que certains opérateurs demandaient spécifiquement des locomotives diesel, ou se sont détournés du fer [101]. La situation est depuis revenue à la normale, mais **les chargeurs et transporteurs doivent être protégés** face à ce type de risques.

Qualité, fiabilité, traçabilité

En 2024, 15.7 % des trains de fret ont eu un retard supérieur à 30 minutes [101]. Un chargeur accepte mal de telles performances, car dans le cadre du TC le retard impacte le segment de transport suivant. **La ponctualité doit être améliorée**, notamment par une modernisation du réseau – lire plus haut.

De plus, **les systèmes de suivi du transport ferré sont plus rares que dans le transport routier [102]**. Différentes propositions commerciales existent et se déploient, mais la maturité du scan de suivi généralisé du transport routier est beaucoup plus grande. Il faut une véritable **traçabilité des marchandises dans le ferroviaire**, inspirée de ce qui se fait de mieux sur la route.

« Méga-camions » et maxi menace ?

Le débat en 2024 autour des méga camions [103] (EMS [104] : PL à double remorque pouvant faire 25 mètres de long et un poids total de 60 tonnes) et la possibilité pour chaque pays d'autoriser ou non leur circulation sur le territoire a été important. L'atout majeur du rail est de transporter beaucoup plus qu'un PL, donc la France doit **maintenir l'interdiction de circulation des EMS**, pour ne pas réduire l'avantage du rail. Une augmentation de 30 % du PTAC des PL ne serait pas à l'avantage du transport ferroviaire, comme expliqué par RLE [105].

Des chargeurs...pas chargés de reporter vers le fer

Les chargeurs n'ont aujourd'hui pas d'obligation liée au fret ferroviaire – ni cadre contraignant, ni feuille de route. En s'inspirant de la lettre envoyée par les chargeurs à l'Union Européenne, demandant la mise en place d'objectifs de livraisons à faibles émissions [106], il

faut un dispositif contraignant qui implémente une trajectoire progressive de report modal vers le rail, en combinant :

1. Un objectif contraignant en part de tonnes-kilomètres (t km) effectuée via le rail
2. Une feuille de route de progression (sur le modèle du décret tertiaire), alignée avec les objectifs nationaux
3. Des exceptions pour produits non compatibles (ex. le don du sang), ou régions avec faible capacité ferroviaire

Il s'agirait typiquement d'élargir l'article 17 de la Loi Cadre des Transports pour y inclure des objectifs de part ferroviaire, **renforçant et sécurisant ainsi la demande pour le rail**, là où les programmes actuels reposent sur la bonne volonté des faiseurs.

Une planification existante à consolider

La Stratégie Nationale pour le Développement du Fret (SNDF)

Adoptée en mars 2022 et pilotée par le Ministère des Transports, elle développe 3 axes majeurs : faire du fret ferroviaire un mode de transport attractif, fiable et compétitif ; agir sur tous les potentiels de croissance du fret ferroviaire ; accompagner la modernisation et le développement du réseau » et comprend 72 mesures. Elle comporte une partie dédiée à la « réalisation du schéma directeur du transport combiné », avec 2 horizons temporels – 2032 et 2042. **Ce pilotage est un atout fort pour l'atteinte des objectifs.**

Alliance 4F – un regroupement ambitieux

Cette alliance créée en 2020 rassemble les organisations du secteur, et a proposé un plan de développement pour le fret ferroviaire [107]. Cela a permis **d'alimenter la stratégie nationale**, et 4F a également **participé à la conférence** « Ambition France Transports ».

*Malgré le SNDF & 4F, **d'importantes améliorations sont à implémenter dans la planification du report modal**, comme nous allons le voir à présent.*

De la route vers le fer : comme sur des rails ?

Une plus grande utilisation du fer en sortie des ports est à favoriser. En France seulement 13 % des t km arrivant dans les ports passent ensuite par le fer, contre 45 % en Allemagne [83]. Cela implique de réaliser les éventuels travaux nécessaires en termes d'infrastructures, et pourrait aussi passer par la promotion d'offres de transport bas carbone (potentiellement labellisées), dès l'arrivée des marchandises sur le territoire hexagonal.

Par ailleurs, **il faut réactiver les installations terminales embranchées (ITE) existantes et inutilisées, c'est-à-dire les sites disposant déjà de rails venant directement dans les entrepôts**⁷⁶. En effet, la loi Zéro Artificialisation Nette [108] limite les constructions de nouveaux sites intermodaux, qui requièrent des superficies allant jusqu'à des dizaines d'hectares [109, 110], en amenant à privilégier les friches industrielles ou sites artificialisés à reconverter. De plus, la missions d'information sur « Le rôle du transport ferroviaire dans le désenclavement des territoires » [111] propose aussi le **raccordement obligatoire des nouveaux entrepôts via des ITE**, pour que l'accès au rail soit intégré dès le départ.

⁷⁶ Voir la répartition des ITE entre actifs et inactifs ici : <https://www.sncf-reseau.com/fr/cartes/carte-installations-terminales-embranchees>

En 2022 la mise en place des Plateformes de Services et d'Infrastructures (PSI) [112] a eu lieu, pour adapter les sillons (créneaux horaires) aux besoins à moyen et long terme. Avec l'importance croissante des Opérateurs Ferroviaires de Proximité (OFP) [113], on voit que les propositions commerciales s'adaptent aux besoins locaux. **Les OFP ont compté pour 5 % des t km en 2019 [83], et sont un relais de croissance de la part du rail.** Ils pourraient devenir des guichets uniques régionaux dédiés au report modal vers le fer.

ReMoVe [114] et « Appel d'air » [115] sont des dispositifs financés via les CEE, avec un budget annuel de 40€ millions [98], pour aider les chargeurs à trouver des solutions massifiées de fret et élaborer un plan de transport bas carbone. L'accompagnement est proposé gratuitement aux intéressés. **Ces aides sont à renforcer pour que les chargeurs passent massivement au rail.**

En outre, il faudrait élargir la liste des produits classés comme « excessivement dangereux », qui sont interdits de transport routier [116]. Cela contribuerait à limiter les risques inhérents au transport routier de matières dangereuses, et augmenterait la demande pour le fret ferroviaire.

Enfin, pour la France hexagonale, **il faudrait instaurer une obligation de recours au fer pour le transit international** (allant d'Espagne en Belgique par exemple). Ce transit représente entre 10 et 15 % du total des t km [117]. L'Autriche a appliqué un dispositif semblable, mais il a été jugé illégal par la commission européenne, au nom de la libre circulation des marchandises [118]. Ce sujet reste pertinent à l'échelle européenne dans le contexte de l'urgence à décarboner le fret.

Conclusion

Réussir la relance du fret ferroviaire passe, côté offre, par la modernisation du **réseau** et par une anticipation des **recrutements**. Côté demande, cela requiert des **aides** compensant intégralement la différence de prix avec le routier et une maîtrise des prix de l'électricité. Il faut aussi assurer la qualité du service, en termes de **ponctualité** et de **traçabilité**. Il faut enfin impérativement mettre en place une **obligation progressive** de recours au rail pour les chargeurs, afin de sécuriser une demande à la hauteur des enjeux. Tout cela doit s'articuler dans le cadre d'une planification d'ensemble, orchestrée par les pouvoirs publics en lien avec la filière, et pensée territorialement.

Contact

Reuben Fisher

Chef de projet Fret

reuben.fisher@theshiftproject.org

Héloïse Lesimple

Pilote communication et affaires publiques Transition Robuste

heloise.lesimple@theshiftproject.org

www.theshiftproject.org

ÉLECTRIFIER LES POIDS LOURDS

TRANSPORTS

DANS LE CADRE DE NOTRE
PLAN ROBUSTE POUR L'ÉCONOMIE FRANÇAISE



Le transport de marchandises passe aujourd'hui à près de 90 % par la route, en particulier dans des **poids-lourds (PL)**. Ceux-ci fonctionnent très majoritairement au diesel, à 97 %, rendant le fret fortement dépendant des importations d'hydrocarbures. Ils sont ainsi à l'origine d'émissions de gaz à effet de serre très importantes : **les PL ont émis 27 Mt de CO₂e en 2024** [119], **soit 7 % de l'ensemble des émissions territoriales** [85]. En parallèle d'un important report modal du fret routier au fret ferroviaire⁷⁷, **il faut décarboner les camions**, qui resteront le principal mode de transport de marchandises à l'horizon 2050. Si plusieurs technologies existent pour permettre cette décarbonation **c'est le camion électrique à batteries qui doit jouer le rôle principal**. Or sa diffusion dans le parc de PL est encore balbutiante. En 2024, 667 PL électriques ont été vendus [120] en France, soit **2 % des ventes de PL neufs** sur l'année, contre 11,2 % aux Pays-Bas et 8,7 % au Danemark. Ils ne représentent que **0,5 % du parc de PL total** à fin 2025 [119]. Dès lors, **il est nécessaire de déployer, massivement et rapidement, le camion électrique**.

Contexte

Qu'est-ce qu'un poids lourd ?

Les PL sont des véhicules ayant un poids total autorisé en charge (PTAC) **supérieur à 3,5 tonnes (T)**. On distingue les tracteurs⁷⁸ ou semi-remorques, d'un PTAC entre 19 & 44T, les porteurs ou camions⁷⁹ entre 12T à 19T, et les véhicules automoteurs spécialisés (VASP)⁸⁰. Il faut un permis C1 jusqu'à 7,5T, ou C au-delà de 7,5T pour les conduire, et l'usage d'un chronotachygraphe (qui enregistre la vitesse et le temps de conduite) est obligatoire sur les PL de plus de 7,5T.

Le parc français comptait 621 500 PL au 1^{er} janvier 2025 [121], avec 50 % de camions, 30 % de tracteurs et 20 % de VASP. **96,9 % du parc actuel est diesel**, 1,6 % roule au gaz, et le biodiesel & l'électrique composent à parts égales les 0,7 % restants. Environ 45 000 poids lourds neufs sont vendus chaque année [122], avec une quasi-égalité entre porteurs & tracteurs.

Les poids lourds & la loi

Il existe un **cadre légal européen contraignant** pour les constructeurs de PL : la **réglementation VECTO (Vehicle Energy Consumption Calculation Tool⁸¹)**, similaire au CAFE (Corporate Average Fuel Economy)⁸² pour les constructeurs de voitures⁸³. Son objectif est de **réduire de 45 % (par rapport à l'année 2019) les émissions des PL neufs** (de plus de 7 tonnes) **d'ici 2030**, et de **90 % d'ici 2040**. Cet objectif s'applique sur la moyenne des ventes de chaque constructeur : ceux-ci pourront donc encore vendre des PL thermiques après 2040, mais en quantité réduite. L'outil de calcul de VECTO se base uniquement sur les

⁷⁷ Voir Chantier n°6 : Relancer le fret ferroviaire

⁷⁸ **Tracteur routier** : véhicule routier conçu exclusivement ou principalement pour le remorquage d'autres véhicules routiers non automobiles (essentiellement semi-remorques). Les tracteurs agricoles ne sont pas inclus dans cette catégorie.

⁷⁹ **Camion** : véhicule routier rigide conçu exclusivement ou principalement pour le transport de marchandises et dont le poids total autorisé en charge (PTAC) excède 3 500 kg.

⁸⁰ **Véhicule automoteur spécialisé (VASP)** : véhicule à moteur destiné à des usages complémentaires au transport. Par exemple les ambulances, les bennes à ordures ménagères, les camping-cars, les grues routières, les véhicules d'incendie, etc. Les VASP lourds ont un poids total en charge (PTAC) supérieur à 3 500 Kilos

⁸¹ Outil de consommation d'énergie des véhicules

⁸² Moyenne d'économie de carburant

⁸³ Voir Chantier n°3 : Généraliser la voiture électrique sobre

émissions à l'échappement (qui représentent l'essentiel des émissions des PL sur leur cycle de vie [123]), ce qui met en valeur la principale force des PL électriques : leur utilisation émet très peu de gaz à effet de serre en France du fait du mix électrique décarboné du pays. L'objectif de la réglementation VECTO peut ainsi se traduire quasi directement en objectif de pourcentage de ventes de PL électriques.

Electrique & seulement

Selon la Direction Générale des Entreprises (DGE) [124], **le camion électrique émet 45 % à 90 % de GES en moins que le camion diesel, en analyse de cycle de vie** : c'est donc un moyen très efficace de décarboner le transport routier.

Toujours selon la DGE, les principales technologies de biocarburants – B100, HVO et GNV – ne présentent aujourd'hui « aucun potentiel décarbonant significatif », car ceux-ci sont actuellement majoritairement importés et produits de manière carbonée et difficilement traçable. Une substitution partielle par des biocarburants produits sur le territoire français dans des conditions vertueuses est possible et souhaitable, mais elle ne pourra être que limitée, compte tenu des gisements de biomasse disponibles et des nombreux conflits d'usages dont ils font l'objet⁸⁴. **Le biodiesel, B100 et HVO, et le bioGNV joueront donc un rôle complémentaire et transitoire, mais celui-ci sera limité.**

Enfin, le camion à hydrogène ne représente aujourd'hui qu'une poignée d'immatriculations en France. En outre, il est environ trois fois plus efficace d'utiliser de l'électricité directement dans un camion électrique, que de l'utiliser pour produire de l'hydrogène qui sera ensuite utilisé dans un camion hydrogène [124]. **L'usage de l'hydrogène (direct ou via les carburants de synthèse) est à réserver aux usages ne pouvant pas être électrifiés⁸⁵.**

Compte tenu de ces différents éléments, **l'essentiel de la décarbonation du routier reposera bien sur le camion électrique.**

Et les autoroutes électriques ?

Au-delà des camions électriques à grosse batterie, il est également possible d'envisager de la **recharge dynamique**, c'est-à-dire des PL qui se rechargent directement en roulant sur une route « électrifiée », par catenaire, induction ou conduction. En 2022, dans le rapport « Assurer le fret dans un monde fini » du PTEF [78], le Shift Project écrivait que la recharge dynamique des PL avait l'avantage de **diviser par 2 la taille des batteries**, comparé à des PL électriques « standards », économisant ainsi 45 kg de lithium par PL [125]. Depuis, **les bornes de recharge de forte puissance se sont développées**, permettant de recharger rapidement des PL équipés de grosses batteries. A contrario, la recharge dynamique reste encore au stade de pilote (par exemple sur l'A10 [126] ou la *eroad* Mont Blanc⁸⁶ [127]) et son déploiement à l'échelle impliquerait un accord sur une solution technologique unique à l'échelle européenne, qui tarde à se dessiner. **Par conséquent, c'est bien le camion électrique à batteries qui assurera l'essentiel de l'électrification du parc d'ici à 2050.**

Etudions donc à présent les conditions de réussite du déploiement des poids-lourds électriques, côté offre, côté demande et en termes de planification d'ensemble.

⁸⁴ Voir Chantier n°18 : Déployer les bioénergies de manière soutenable

⁸⁵ Voir Chantier n°12 : Massifier la production d'hydrogène bas-carbone et Chantier n°5 : Décarboner le secteur aérien

⁸⁶ <https://eroad-montblanc.fr/>

L'offre de poids-lourds électriques : camions, batteries, bornes

Les poids lourds électriques (PLE) existent

L'offre actuelle de PLE répond aux premiers besoins de porteurs 19T, et les tracteurs électriques (capacité supérieure à 19T) arrivent sur le marché. On trouve **des PLE offrant plus de 500 km d'autonomie et un temps court de recharge** [128, 129] avec les bornes de recharge MCS (voir ci-dessous) [130]. Les **constructeurs sont confiants dans leur capacité à produire assez de PL électriques** pour se conformer à la réglementation VECTO. Notons que les remorques devront également évoluer (aérodynamisme, légèreté, essieux électrifiés) dans le cadre de VECTO trailer, qui entre en vigueur en 2030 [131].

Aujourd'hui les PL électriques représentent une « sous-ligne » minoritaire de production, mais la standardisation permettra d'intervertir les lignes (électrique et thermique), pour que les PL électriques deviennent majoritaires.

La réglementation VECTO doit être tenue et renforcée

La réglementation VECTO est bénéfique : elle fournit un cadre clair et ambitieux aux acteurs du secteur, et doit à ce titre être maintenue et, surtout respectée. Mais elle pourrait toutefois ne pas suffire [132] : compte tenu de la durée vie moyenne des PL, entre 12 et 15 ans en Europe, atteindre 90 % de PLE dans les ventes neuves en 2040 signifierait conserver une part significative de PL thermiques dans le parc en 2050. **Cela pourrait plaider pour un renforcement de la réglementation VECTO, pour sortir de la dépendance actuelle aux carburants fossiles et tenir nos objectifs climatiques.**

Les bornes de forte puissance arrivent

La recharge des PL à batterie en 2035 nécessite selon Enedis « **10 000 points de recharge (standards) [...] et 2 200 pour la recharge rapide [...] sur 519 aires [...] de repos** » [133]. L'organisation Transport & Environnement (T&E) estime qu'il y aurait un **écart entre le nombre de bornes de recharge prévues et la quantité jugée nécessaire** par les constructeurs [134]. L'installation de ces bornes nécessitera une emprise au sol importante, en supprimant l'équivalent de 7 000 à 8 000 places de parking PL. Pour les entreprises locataires, installer une borne sur site nécessite en outre l'accord du propriétaire - ce qui peut être long. Ce à quoi s'ajoutent les délais et les coûts des travaux proprement dits.

La recharge rapide des PL requiert des bornes à haute puissance, dites « MCS » (Mega Charging System), qui délivrent jusqu'à 3,75 MW [125], soit 10 fois plus que les bornes rapides actuelles pour voitures. Leur forte puissance permet de recharger 400km d'autonomie pendant les pauses obligatoires des chauffeurs (45 minutes toutes les 4h30). **En France, ces MCS sont en cours d'homologation**, et leur déploiement n'est pas encore effectif [135]. Le secteur des bornes de recharge compte plus d'une centaine d'acteurs [136].

Les bornes MCS avec des batteries stationnaires (BES) permettront en outre de réduire les pics d'appel de puissance, la recharge pouvant solliciter l'énergie stockée dans la batterie et non le réseau lors des périodes de pointe. Cela permettrait de plus des tarifs avantageux, en rechargeant ces BES à des périodes « creuses ». Enfin, les BES peuvent offrir une 2^{ème} vie aux batteries des PL

Il faudrait enfin disposer d'un schéma directeur du réseau routier national, comme suggéré par Enedis [136], pour piloter le développement du réseau de bornes, en quantité par 100 km par exemple, pour être conforme avec la réglementation AFIR [125].

Les batteries sont au rendez-vous

Les batteries actuelles permettent une autonomie importante, de plusieurs centaines de kilomètres. La description technique d'un PL électrique à la vente explique par exemple : « Avec 6 packs de batteries, soit 565 kWh au total, l'autonomie du Volvo FL électrique de 16,7 t atteint 450 km [137]. Chaque pack pèse 500 kg ». **Pour les PL les plus lourds, de 44 t, il existe des batteries longue distance** qui atteignent 1000kWh, soit plus de 600 km d'autonomie.⁸⁷

Pour que le **PTAC** (poids total autorisé en charge) **ne soit pas réduit par le poids des batteries**, on pourrait l'augmenter de 44 à 46 tonnes [138]^[108]. Cependant, il n'y pas encore d'accord définitif à ce sujet : certains acteurs réclament **4 tonnes de PTAC en plus** au lieu de 2 – avec un poids maximum par essieu de 12.t au lieu de 11.5t [139]^[108].

La batterie étant une composante essentielle du véhicule, les **constructeurs européens sont engagés auprès de leurs fournisseurs, avec pénalités** à la clef en cas de non atteinte du volume d'achat prévu. Ces constructeurs seraient donc **pénalisés financièrement si les paliers VECTO étaient revus à la baisse**.

Les batteries sont gourmandes en métaux, la demande liée aux batteries des PL représenterait ainsi entre 15 % et 20 % de la demande totale des minerais concernés, dans un cas « extrême » où tous les véhicules routiers neufs seraient électriques dès 2035⁸⁸ [125]. **Il est donc important de maîtriser ce besoin** en articulant électrification des PL et report modal vers le fret ferroviaire, en recyclant autant que possible les métaux concernés, et en réduisant la taille des batteries, par exemple grâce au « **battery swap** » ou « **trailer swap** », un système dans lequel on échange la batterie/le tracteur par une batterie/un tracteur déjà rechargé, plutôt que d'assurer le même trajet avec 1 seule batterie/1 seul tracteur.

L'électrification des poids-lourds peut être souveraine

Le poids lourd électrique est, dès à présent, gage d'une plus grande souveraineté industrielle : **plus de 80 % des PL électriques immatriculés en France en 2024 ont été assemblés en France**, contre 40 à 45 % pour le diesel [125]. En revanche, **les batteries sont actuellement produites à 80 % en Asie** (Chine, Corée et Japon [140]), mais il existe des **projets d'implantations d'usines de batterie en Europe**. Il existe enfin une **dépendance aux métaux** nécessaires à la fabrication des PL et des batteries, mais celle-ci **peut être minimisée** par une relocalisation du raffinage et un déploiement du recyclage, ainsi que par une maîtrise du besoin (voir paragraphe précédent).

La situation n'est cependant pas sans risque : dans un contexte où le PLE se déploie bien plus rapidement en Chine (22 % des ventes de PL neufs) qu'en Europe (3 à 4 %) [141], **certains peuvent être tentés d'attendre pour profiter de futurs modèles chinois moins chers**, à l'instar de ce qui s'observe en partie côté automobile [142]. L'électrification serait dès lors moins vecteur de souveraineté. Le constructeur chinois Windrose annonce une usine

⁸⁷ <https://www.designwerk.com/fr/1000-kwh/>

⁸⁸ Voir le chapitre sur le cuivre, dans la seconde partie de ce rapport.

d'assemblage en France [143], laissant aussi entrevoir une situation où une partie des PLE produits localement seraient chinois.

La demande de poids lourds-électriques : prix, obligation, réglementation

Des prix déprimants et une recharge qui mine la marge

Les PLE coûtent 3 fois plus cher (entre 150k€ et 350k€ [144, 145]) que les versions diesel [146] (entre 85k€ et 130k€ [147]). Au véhicule s'ajoute le prix de la borne de recharge – jusqu'à 100k€ pour une borne rapide de 150kW [146]. **L'écart de prix doit être réduit pour généraliser l'électrification**, ce surcoût à l'achat étant un frein majeur.

Les PLE bénéficient aujourd'hui de subventions à l'achat (de 35k€ pour un porteur 19T à 53k€ pour un tracteur [148]). Ces subventions sur les PL et les bornes peuvent représenter jusqu'à 60 % du coût total, mais elles ne suffisent pas à compenser la différence : **des aides supplémentaires doivent être accordées. Celles-ci pourraient être octroyées sous conditions**, par exemple de suivi d'un dispositif de décarbonation. Elles pourraient aussi être **ciblées prioritairement vers les PME** [149], contribuant ainsi à préserver la précieuse diversité des transporteurs du secteur, en termes de taille, de spécialisations et de localisations.

Notons aussi que, plus les PLE roulent, plus ils sont financièrement intéressants. Les coûts réduits de maintenance, une consommation énergétique divisée par trois [124] et un coût de l'énergie réduit pourraient prochainement rendre le coût total de possession (TCO) **plus avantageux que les PL thermiques, au bout de 7 ans d'utilisation en moyenne** [125]. Le TCO des PLE devrait encore rester supérieur à celui des thermiques pour les 2 à 3 prochaines années [150], avant que cela s'inverse.

Il faut aussi encadrer les tarifs de recharge. Aujourd'hui le **coût du kWh varierait de 1 à 5** entre une recharge au dépôt et une borne ultra rapide sur autoroute [151]. S'ajoute à cela le risque de **volatilité du prix du kWh** [152], qui induit une faible prévisibilité des coûts de recharge en itinérance [153]. **Un prix de la recharge sur autoroute bas et stable aiderait fortement au déploiement du poids-lourds électrique.** La question de la (non) **interopérabilité** [154] doit également être adressée, comme pour les voitures électriques.

La **recharge électrique pourrait aussi bénéficier des mêmes types d'avantages fiscaux** que les **biocarburants** [155]. L'UTLF (Union des Entreprises Transport et Logistique de France) demande par exemple « d'élargir le futur dispositif IRICC (Incitation à la Réduction de l'Intensité Carbone des Carburants...) à la charge privée des poids lourds : [et de] permettre la valorisation carbone en créant un revenu complémentaire à chaque kWh délivré », ce qui **réduirait le coût des charges au dépôt.**

Il serait aussi important d'octroyer des coûts réduits de péage aux PLE, ces coûts représentant jusqu'à 7 % du TCO selon l'ICCT [156]. Cela est proposé par des dispositifs comme la loi « **Eurovignette** » [157]. Par ailleurs, le dispositif **ETS2** intégrera le transport routier dans le système d'échange de quotas carbone, **augmentant ainsi le coût du transport carboné** (60€/ tonne CO₂) et favorisant donc le déploiement des PLE [158].

Des impacts organisationnels à anticiper

D'un point de vue **opérationnel**, les tournées courtes sont facilement électrifiables mais difficilement rentables, tandis que la longue distance en PL électrique commence seulement. Les impacts de l'électrification sur l'organisation des transporteurs sont encore à venir, et seront multiples, avec des process profondément modifiés [159]. Ces bouleversements des métiers de l'exploitation doivent être davantage abordés dans les formations, afin de ne pas entraver le passage à l'électrique. **Des nouveaux besoins de formation émergent** sur la gestion des recharges, sur l'achat d'électricité, sur le multimodal ou encore sur l'optimisation des tournées. Cependant, dans l'ensemble, **le changement de motorisation impactera peu les effectifs et les compétences.**

Des chargeurs...qui seront chargés de passer à l'électrique ?

Pour engager les chargeurs et les transporteurs, il faut instaurer une **obligation d'achat de PL électriques pour les transporteurs**, couplée à un dispositif qui **oblige les chargeurs à une part de transport par PL électriques** afin de donner aux transporteurs la prévisibilité nécessaire pour leurs investissements. Cette mesure est prévue – mais pas encore effective à date – dans le projet de Loi Transports en cours d'examen [160]. C'est le nécessaire symétrique, côté demande, des obligations qui portent sur les constructeurs côté offre via la réglementation VECTO.

Quid du transit international ?

Les mesures ci-dessus **n'impactent pas le transit** – les flux traversant le pays sans y avoir d'origine ni destination, qui représentait autour de 30 % de t km en 2018 [161]. Légiférer sur ce flux comporte le **risque d'un blocage par la commission européenne pour entrave à la libre circulation des biens & services**, une situation qu'a rencontrée l'Autriche en souhaitant imposer le report modal vers le ferroviaire [162].

Planification d'ensemble : informer, former, aligner

Certains chargeurs et transporteurs ne savent pas choisir : « carburants alternatifs ou électrification » ? Si les biocarburants réduisent les émissions en « puits à la roue⁸⁹ », faut-il vraiment électrifier [163] ? Oui, car la quantité de biocarburants est limitée – lire plus haut – et car les constructeurs doivent décarboner en émissions du réservoir à la roue. **Il est crucial d'informer les acteurs afin d'obtenir un large consensus sur le rôle majeur que doit jouer le camion électrique.**

La formation peut contribuer à embarquer chargeurs et transporteurs sur les enjeux de décarbonation, notamment en actionnant le levier des formations obligatoires dont le pouvoir transformateur a été démontré par l'écoconduite, qui fait aujourd'hui l'unanimité dans le secteur.

Il faut aussi **aligner les acteurs via des obligations cohérentes** côté demande et côté offre (lire ci-dessus), et les engager à l'atteinte desdits objectifs. Un **référentiel contraignant** (ex. celui d'Objectif CO₂ [164]) avec émissions à l'unité de marchandises transportée, pourrait être appliqué aux chargeurs. Les meilleures performances ouvriraient à une **labellisation**, et les moins bonnes seraient suivies via un « **coaching carbone** », puis ferait l'objet d'une **pénalisation graduelle**. Des propositions de l'organisation T&E de 2025 vont aussi dans ce

⁸⁹ A l'utilisation au roulage

sens [165]. En calquant ce que la loi LOM dispose pour les flottes automobiles professionnelles [166], il serait aussi utile d'introduire **une part obligatoire de PL électriques dans les flottes des grandes entreprises** de transport, comme suggéré par l'IMT [167], et comme demandé dans la lettre ouverte des chargeurs adressée à l'UE [168].

L'histoire récente et le contexte politique peuvent sembler défavorables : mouvements de protestations comme l'écotaxe [169] et la taxe carbone [170], abandon des ZFE [171], ou encore échec de l'ambition parisienne de « zéro diesel » pour 2024. Une décarbonation reposant principalement sur les biocarburants « drop in » peut dès lors sembler tentante. Elle est toutefois illusoire, nous l'avons montré, et ne ferait donc que retarder la nécessaire électrification du routier. **Les objectifs d'électrification doivent être maintenus et renforcés, et leur mise en œuvre opérationnelle doit être planifiée avec soin.** Une instance dédiée pourrait veiller à ce que les acteurs du secteur soient engagés et alignés avec les objectifs en question.

Conclusion

Électrifier les poids lourds (PL) est possible et nécessaire pour réussir la décarbonation du fret et sa sortie des énergies fossiles. Pour que cette électrification des PL adienne au bon rythme, leur **surcoût doit être réduit**. Le coût de la recharge doit être bas et stable. Le déploiement adéquat des **bornes à recharge rapide MCS** doit être planifié. Pour les chargeurs et transporteurs, un **dispositif miroir à VECTO** doit être implémenté, pour créer une **demande égale à la cadence de production des PLE**, et une **trajectoire de décarbonation active** demandée à ces mêmes acteurs. Une **information claire** sur les options et priorités de décarbonation doit être fournie au secteur, avec un accompagnement au changement et des formations adéquates.



Figure 5 : Vision d'ensemble poids-lourds électriques – The Shift Project

Contact

Reuben Fisher

Chef de projet Fret

reuben.fisher@theshiftproject.org

Héloïse Lesimple

Pilote communication et affaires publiques Transition Robuste

heloise.lesimple@theshiftproject.org

www.theshiftproject.org

RÉNOVER LES LOGEMENTS

LOGEMENT

DANS LE CADRE DE NOTRE
PLAN ROBUSTE POUR L'ÉCONOMIE FRANÇAISE



Nous loger implique aujourd'hui des émissions considérables, de presque **2tCO₂e/hab.an** [172] en 2025. Ces émissions élevées s'expliquent à la fois par le type d'énergie consommée, puisqu'en 2025 **presque la moitié des logements sont encore dépendants des énergies fossiles** [173], et par la quantité d'énergie consommée. L'énergie utilisée dans le logement représente **30% de l'énergie finale** consommée en France [13], très majoritairement **sous forme de chaleur, et notamment de chauffage** – 63 % de l'énergie consommée dans le logement [174].

Des systèmes de **chauffage bas-carbone** équipent de plus en plus de logements : Pompes A Chaleur⁹⁰, réseaux de chaleur décarbonés, biogaz... Cependant, les quantités d'énergie bas-carbone déployables rapidement étant limitées⁹¹, il est également nécessaire de réduire les consommations énergétiques. A ce titre, **une meilleure isolation des logements grâce à des rénovations thermiques performantes est un levier indispensable.**

L'efficacité de la rénovation énergétique pour réduire les consommations énergétiques et les émissions de gaz à effet de serre est fréquemment questionnée, du fait de l'effet rebond⁹². Pourtant, **l'effet positif de rénovations dites « profondes » sur les consommations énergétiques et sur la vie des ménages est clairement mis en évidence** par des études à l'échelle des logements rénovés, en France⁹³ et à l'étranger⁹⁴. De plus, les travaux de rénovation bien menés ont d'autres retombées positives. Ils concourent à **réduire la précarité énergétique**, améliorer la qualité de l'air intérieur, **adapter le bâtiment** aux nouveaux risques engendrés par le changement climatique, tels que le risque de surchauffe estivale, et *in fine* à **améliorer le confort et la santé** des habitant.es. Compte tenu de tout cela, **massifier la rénovation des habitations est un enjeu majeur.**

En parallèle, **l'usage** de nos logements est à même d'évoluer à mesure que se répand une meilleure compréhension des échanges de chaleur entre le corps humain et son environnement, et que l'on (re)découvre des méthodes « légères » pour **chauffer mieux les corps et moins les murs**, sans travaux coûteux^v : vêtements thermiques et autres doudounes d'intérieur, accessoires chauffants, mise en œuvre de revêtements correcteurs, thermostats et outils de pilotage fin du chauffage... Des expérimentations⁹⁵ montrent par ailleurs qu'un changement culturel est possible, consistant à mobiliser ces moyens pour **reconsidérer nos standards de confort** tout en les adaptant à la diversité des métabolismes et des besoins de chacun et chacune.

⁹⁰ Lire Chantier n°9 : Déployer les pompes à chaleur

⁹¹ Lire notamment les chantiers bioénergies, EnR et Nucléaire

⁹² C'est-à-dire une réduction moindre qu'attendue des consommations après rénovation, ne permettant pas de réaliser pleinement le potentiel d'économie d'énergie identifié. Les causes peuvent en être multiples : ménages en restriction budgétaires de chauffage avant travaux (on parle alors « d'effet prébond »), méthodes de calculs conventionnelles reflétant mal les consommations réelles, stratégies de maximisation des subventions indexées sur le gain de consommation poussant à surestimer celui-ci, sous qualité des travaux... Souvent amalgamées, ces causes appelleraient pourtant chacune des définitions et qualifications spécifiques du phénomène d'effet rebond.

⁹³ Voir pour le cas français les études menées dans le cadre des projets Perf in Mind ([volet 1](#) [464] et [volet 2](#) [465]) concernant les maisons individuelles et [Récif](#) [466] concernant les logements collectifs

⁹⁴ [Par exemple en Allemagne](#) [467] où la DENA mesurait en 2016 sur un panel les consommations d'énergie réelles après rénovation et les comparait aux consommations attendues par le calcul.

⁹⁵ Voir les démarches [SlowHeat](#) et [Confort Sobre](#) par exemple

Une massification contrariée

Depuis le Plan de Transformation de l'Economie Française (PTEF), publié en 2022, **le Shift Project appelle à massifier la rénovation énergétique globale et performante**. Si cette nécessité de rénovations plus ambitieuses et plus nombreuses est bien reconnue dans les documents stratégiques, elle peine à se traduire politiquement et concrètement. Actuellement, on ne réalise dans le parc privé que 60 à 120k rénovations (lire 60 000 à 120 000) dites « d'ampleur » chaque année, auxquelles il faut ajouter environ 40k rénovations financées par l'éco-PLS⁹⁶ dans le logement social, ainsi que des rénovations du parc privé non subventionnées qu'il est difficile de suivre. Au total, **le rythme actuellement réalisé correspond à environ la moitié de l'objectif annuel** de 250k rénovation d'ampleurs annuelles dans la SNBC3 et un retard plus important encore par rapport à d'autres visions prospectives : la SNBC2 et le PTEF approchent par exemple 1 million/an entre 2040 et 2050, visant un niveau BBC (Bâtiment basse consommation), plus exigeant que celui des rénovations d'ampleur⁹⁷.

Ces dernières années ont vu un important effort de structuration des outils et du service public de la rénovation, ainsi qu'un recentrage partiel des subventions vers des rénovations traitant davantage de postes de travaux en simultané, et vers les ménages les moins aisés. Malheureusement, **ces efforts ont été largement fragilisés par une instabilité généralisée**, concernant les enveloppes budgétaires, le choix des instruments de soutien, ou encore la stratégie de contrôle des fraudes ; instabilité qui est le reflet d'un **manque de volonté politique** en la matière. Les tentatives de réorientation ont, en outre, vu une opposition frontale⁹⁸ des fédérations d'artisans, mettant au jour la difficulté concrète de réorienter le marché et un manque de consensus au sein de la profession.

Un rôle renforcé pour le DPE

Le Diagnostic de Performance Energétique (DPE) est devenu juridiquement opposable en 2021 et a pris un rôle renforcé dans les opérations de rénovation. Ceci à la fois car la loi Climat et Résilience a mis en place une interdiction de location des logements à consommation énergétique excessive s'appuyant sur ce DPE, et parce que la méthode de calcul de la consommation énergétique qu'il mobilise est devenue celle utilisée pour l'attribution des aides. Cette méthode de calcul fait cependant toujours l'objet de critiques importantes (adéquation au bâti ancien, fiabilité). Elle a de plus, depuis 2021, fait l'objet de plusieurs modifications importantes aboutissant notamment à une moindre pénalisation du chauffage électrique par

⁹⁶ Voir les numéros 24 et 30 de la revue *Eclairages* de la Banque des Territoires

⁹⁷ Plusieurs termes ont depuis le PTEF été dotés d'une définition arrêtée, dont on résume ici les grandes caractéristiques :

- Rénovations d'ampleur : instauré en 2023 pour désigner des rénovations comprenant au moins deux gestes d'isolation et un saut de deux classes DPE ou plus dans l'habitat individuel ou 35% d'économie d'énergie dans l'habitat collectif
- Rénovation globales et performantes sont [définies dans la loi Climat & Résilience](#) (2021) mais ces définitions n'ont jamais été utilisées dans le cadre de politiques publiques nationales
 - o Performantes : atterrissage en DPE A ou B, étude des 6 postes de travaux et de leurs interfaces
 - o Globales : tous les 6 postes de travaux traités en <18 mois en MI et <24 mois en collectif
- Rénovations profondes est un terme utilisé au niveau européen, qui se réfère à une rénovation permettant une économie d'énergie primaire supérieur à 60%
- Rénovations BBC (Bâtiment Basse Consommation). Atterrissant en étiquette A ou B du DPE. Cette définition a changé suite à la refonte du DPE et s'est alignée sur les nouvelles classes A & B, maintenant définies en énergie et carbone. C'était le standard visé par l'ensemble du parc de logement pour la SNBC2 (2020) et le Plan de Rénovation Energétique des Bâtiments (2018).

⁹⁸ Par exemple [454].

rapport aux autres énergies, conduisant à une forte réduction du nombre de logements dits « passoires énergétiques » et soumis aux interdictions de location.

Un écosystème de l'accompagnement et des aides restructurés et opérationnalisés, mais pénalisés par la discontinuité des financements publics

Le financement de la rénovation des logements sociaux, de l'ordre de 1 Mrd€ par an, est soutenu par ses financeurs historiques : Caisse des Dépôts et Consignations (CDC), Action logement, Etat et collectivités, principalement par des logiques de prêts. Celui des logements privés repose davantage sur des aides directes. Les principales incitations financières à la rénovation des logements privés sont aujourd'hui **MaPrimeRénov'** (MPR), les **Certificats d'Economie d'Energie** (CEE), la réduction de TVA à 5,5% et les taux d'intérêt bonifiés de l'**éco-PTZ**⁹⁹.

De l'ordre de 6 Mrd€ en 2020, **le montant cumulé de ces aides avoisinait 9 Mrd€ en 2024** et représente environ 40% des investissements dans la rénovation énergétique des logements privés¹⁰⁰. **En 2024-2025 il a cependant été plusieurs fois revu à la baisse** lors des négociations budgétaires successives. En parallèle, pour contrer cette difficulté à sanctuariser des financements sur le budget de l'Etat, le recours aux CEE s'accroît. De ce fait, le montant total d'investissements dans la rénovation énergétique, après un maximum en 2022, est aujourd'hui revenu à des niveaux comparables à ceux des années 2010.

Le passage d'un crédit d'impôt à la logique de prime MPR en 2021 a modifié les modalités de soutien aux ménages, leur permettant de réduire en partie les avances de trésorerie auxquelles ils doivent consentir. La distribution de ce dispositif a été confiée à l'Agence Nationale de l'Habitat (ANAH). En parallèle, le service public local de la rénovation de l'habitat a été réorganisé avec le passage de l'éphémère marque FAIRE à France Rénov' et un nouveau mode de financement contractualisé entre Etat et collectivités (Régions, EPCI). L'ANAH soutient à la fois des rénovations par geste et des rénovations dites « d'ampleur », comprenant au moins deux gestes d'isolation et un saut de deux classes DPE ou plus, dans l'habitat individuel, ou 35% d'économie d'énergie, dans l'habitat collectif.

Les temps d'instruction des demandes d'aide se sont cependant fortement allongés, avec un délai moyen d'environ trois mois et des délais courants de 6 mois, et l'ANAH fait état d'un nombre important de dossiers frauduleux (9% du budget, tentatives déjouées comprises). Ces événements ainsi que les contraintes budgétaires pesant sur l'enveloppe globale de subvention ont été invoqués pour justifier la fermeture du guichet de demande de subvention à l'été 2025 et de nouveau début 2026, ainsi qu'à restreindre l'éligibilité des demandeurs aux ménages les plus modestes et à revoir à la baisse les plafonds d'aide. **Ces modifications brusques ont fortement déstabilisé une filière largement constituée de petites structures, tels que les MonAccompagnateurRénov'** (conseils obligatoire chargés d'accompagner les particuliers dans la définition de leur projet de rénovation) dont le rôle est pourtant clé dans l'accompagnement des ménages.

D'une année à l'autre, le recours des ménages à ces financements – et leur traduction en nombre de rénovations globales – varie fortement en fonction des enveloppes globales et de leurs modalités de calcul, notamment concernant la part du montant de travaux couverte ou le

⁹⁹ On pourrait également ajouter d'autres mécanisme tels que le déficit foncier, les dispositifs Denormandie et Jeanbrun, ou encore le support des collectivités territoriales.

¹⁰⁰ [Panorama des financements climat 2025](#) d'I4CE

plafond de l'aide selon les niveaux de revenu des ménages . MPR semble aujourd'hui être un des principaux facteurs tirant ce type de rénovation. L'éco-PTZ, qui constitue un bon complément de financement du reste à charge des travaux et dont les conditions ont été améliorées (plafond élevé à 50k€ et durée de remboursement allongée de 15 à 20 ans), a vu ses chiffres de distribution remonter à mesure que les conditions de MaPrimeRénov favorisaient des rénovations d'ampleur.

Par ailleurs, l'Union Européenne a décidé de l'extension de son système de taxe carbone vers le bâtiment. Celle-ci devait être précédée par la mise en place d'un **Fonds Social pour le Climat** (FSC) finançant notamment la rénovation énergétique des bâtiments. Initialement prévu pour 2026, la mise en place de ces mécanismes tarde, elle s'est vu repoussée à 2028.

Renforcer le vivier de compétences pour massifier des chantiers de qualité

Au-delà des raisons financières, le manque d'artisans qualifiés ou de propositions commerciales insuffisamment rassurantes sont parmi les premiers facteurs d'abandon de projets de rénovation par les ménages¹⁰¹. Traiter ces problèmes en s'assurant de la disponibilité, de la compétence et de la capacité commerciale des intervenants fait donc partie des priorités.

Des besoins en ressources humaines conséquents pour réussir la rénovation, mais de fortes tensions sur le recrutement

Malgré de multiples diagnostics, le secteur peine à s'accorder sur les besoins en emploi pour la rénovation qui dépendent tant de la performance énergétique visée que de l'évolution en parallèle de la construction neuve. Ils pourraient se situer autour de 200 000 emplois supplémentaires de 2020 à 2030¹⁰² auxquels s'ajoutent des besoins de remplacement trois fois plus élevés du fait de l'importance du nombre des départs en retraite à venir et d'un turnover élevé. **78 % des recrutements sont jugés difficiles [175], les emplois de chantiers étant peu attractifs** en termes de rémunération et de pénibilité. Les employeurs, majoritairement des petites entreprises peu matures en matière de gestion des ressources humaines, anticipent peu leurs besoins de compétences en l'absence de débouchés économiques clairs. **Le risque de pénurie est particulièrement préoccupant pour les ouvriers et techniciens du second œuvre**, en priorité les chauffagistes, plaquistes, peintres-façadiers, électriciens, maçons, **et pour l'encadrement de chantier**. Des compétences techniques (matériaux, mesure de performance, etc) et comportementales (co-intervention, relation avec les clients) sont bien repérées, même si les attermoissements du soutien politique à la rénovation énergétique brouillent les priorités.

L'appareil de formation se prépare mais la demande reste fragile

Compte tenu des incertitudes sur la demande, les employeurs du secteur préfèrent former leurs salariés actuels plutôt que d'embaucher de nouveaux collaborateurs. Mais la formation continue ne touche que 20 % des salariés du secteur [176] et se concentre sur les formations obligatoires. La formation initiale s'adapte progressivement mais est confrontée à un désintérêt des jeunes pour ces filières et à un taux d'abandon élevé : moins d'un jeune sur trois qui démarre une formation dans le bâtiment s'insère effectivement dans le secteur après son diplôme [177]. Les organismes de formation du secteur unissent leurs efforts pour déployer

¹⁰¹ [Observatoire Habitat Cételem 2025](#)

¹⁰² [254, 434], Observatoire des métiers du BTP 2024, Secrétariat Général à la Planification Ecologique 2024

des innovations pédagogiques proches des situations de travail, et doivent intensifier le recrutement et la formation de suffisamment de formateurs. La promotion des métiers fait l'objet de nombreuses initiatives, mais elle ne peut dispenser d'agir sur l'amélioration des conditions de travail et d'emploi, pour favoriser durablement l'intégration et la fidélisation des professionnels.

Faire progresser ensemble toutes les composantes du système rénovation

Information, confiance et ambition : Accompagner les ménages dans le parcours de rénovation

Information : faire entrer les ménages dans les parcours de rénovation

La rénovation thermique est rarement un projet en soi. Elle s'inscrit en général dans des dynamiques plus vastes dans les parcours de vie : achat d'un logement, modification de la composition d'un foyer, travaux d'extension ou de qualité d'usage, etc., et comporte des étapes et allers-retours multiples [178]. Néanmoins **il est nécessaire que les ménages soient sensibilisés en amont** à la pertinence de ce type de travaux afin qu'ils puissent être intégrés dans les projets des ménages lorsque l'opportunité se présente.

Cela passe par une intensification des campagnes de communication nationales et locales, par un relais des élus et les structures institutionnelles implantées localement. Au-delà de ces démarches de communication classiques et de la présence des services publics France Rénov' pour fournir de l'information, il sera nécessaire de développer davantage **l'aller vers**, c'est-à-dire une intervention humaine active auprès des ménages pour les sensibiliser.

Enfin, la nécessaire implication de l'ensemble des acteurs de la chaîne de valeur immobilière (agents immobiliers, notaires, banques, syndicats, fournisseurs d'énergie, distributeurs d'équipements et matériaux, magasins de bricolage...) qui interviennent auprès des particuliers dans les moments de vie opportuns (fin de vie d'un équipement de chauffage, achat d'une maison par exemple), se fera à mesure que la rénovation énergétique s'imposera comme une demande et permettra de valoriser une offre spécifique de ces acteurs économiques.

Assurer la confiance et approfondir les rénovations

En tant que particulier, la rénovation globale du logement reste un acte complexe, qu'on n'engage généralement qu'une fois dans une vie. Elle implique le recours à de nombreux acteurs et l'alignement des composantes technique, financière, organisationnelle et humaine pour constituer un projet. Même sur des objets de petite taille comme les maisons individuelles, chacune de ces composantes peut nécessiter une expertise importante. **Soulager autant que possible la responsabilité individuelle, la nécessité d'investissement en temps personnel et l'assimilation de compétences techniques par les ménages propriétaires semble ainsi nécessaire pour faire advenir en nombre des rénovations profondes.** Il est donc capital que les particuliers puissent se reposer sur des tiers de confiance pour les rassurer sur la qualité des travaux prévus et les aider à en assurer l'exigence, ainsi que d'offres intégratrices en matière de financement et de coordination entre les différents intervenants du chantier.

Le rôle de **tiers de confiance** est aujourd'hui joué par l'articulation du réseau France Rénov' et les 4000 opérateurs agréés Mon Accompagnateur Rénov' (MAR) – architectes, bureaux d'étude, sociétés de Tiers Financement régionales... **Maintenir le service public de la rénovation de l'habitat est donc indispensable.** Des progrès dans l'accompagnement des ménages ont déjà été permis par l'instauration du MAR, et cette dynamique doit être affinée et poursuivie. Cependant, cela implique une stabilité du marché pour favoriser le développement de ces structures.

La création d'offres intégrant un **engagement de performance** (une consommation énergétique qui ne sera pas dépassée après travaux) sera également clé pour permettre aux ménages de s'assurer que des travaux complémentaires ou des consommations de chauffage plus hautes qu'attendues seraient compensées financièrement, et ainsi favoriser la confiance.

Professionaliser pour massifier des rénovations profondes ?

Si des incitations financières plus fortes pourraient engendrer des rénovations plus nombreuses et profondes, il est également possible que la méthode actuelle atteigne ses limites, dans la mesure où elle nécessite que des tâches complexes incombent à des propriétaires peu expérimentés et non professionnels.

Pour déplacer davantage la responsabilité de l'échelon individuel vers le collectif, il serait par exemple envisageable de créer des **Autorités Organisatrices de la Rénovation**, telles qu'esquissées par Villot et Schmaltz [179]. Une telle approche constitue néanmoins une bifurcation radicale par rapport au modèle actuel et nécessite de lancer rapidement des expérimentations permettant d'en définir plus précisément les contours contractuels, organisationnels et techniques.

Parallèlement à cela, l'**autorénovation accompagnée**, permettant aux ménages de participer à leurs travaux sur des gestes simples, sous supervision professionnelle, peut être un modèle attractif pour certains et permettre aux entreprises de diversifier leurs marchés, tout en répondant au manque d'artisans qualifiés. Si elle doit encore consolider ses modèles assurantiels et économiques [180], elle se répand notamment à travers des conventions de partenariats entre les collectivités territoriales et les associations spécialisées¹⁰³, avec des résultats encourageants [181].

La coexistence de pistes aussi différentes souligne avant tout **la nécessité de continuer à diversifier l'offre**, pour que chaque situation soit couverte, **tout en la tirant vers une montée en qualité et en ambition** énergétique.

Maintenir les financements publics, activer les financements privés

Une condition nécessaire à la montée en puissance d'une filière de rénovation de qualité est la stabilisation de son financement, et ce à un niveau suffisamment élevé. La variabilité des financements publics ces dernières années a entraîné une variation importante de la demande et des montants investis au global. Ces variations peuvent également remettre en cause l'équilibre économique de projets dont la planification et la mise en œuvre prennent plusieurs années (copropriétés) et rendent le suivi difficile pour les professionnels, et encore davantage pour les ménages. Cette variabilité a de plus l'inconvénient de faciliter la tâche des

¹⁰³ Voir par exemple : [455]

acteurs de la fraude, suffisamment agiles pour exploiter les failles des dispositifs avant que l'administration ne consolide ses contrôles.

Pour qu'elles soient saisies par les ménages, le calibrage des subventions à la rénovation doit tenir compte d'indicateurs micro-économiques¹⁰⁴ tels qu'un reste à charge faible, l'équilibre en trésorerie entre mensualités du prêt et économies d'énergie, etc. Ces critères ainsi que la solvabilisation liée aux économies d'énergie générées sont à prendre en compte par les acteurs privés offrant des solutions de financements.

La dépréciation des biens de mauvaise performance énergétique sur le marché immobilier et l'appréciation des biens performants, aidées par des mesures telles que l'interdiction de location des logements à consommation excessive (classe DPE E prévue en 2034), est à poursuivre et à compléter, par exemple avec un renforcement drastique du fonds travaux en copropriété. Cela permettra, sur certains marchés, de réduire les coûts d'achats des logements et de libérer du budget pour des travaux de rénovations valorisant le bien.

Les organismes de logement social mobilisent les CEE mais disposent d'autres moyens de financer la rénovation des logements sociaux qu'ils administrent : éco-PLS, prêts auprès de la CDC et ou de banques commerciales, subventions publiques, dispositif seconde vie.... Ces dispositifs et leur mode de gestion historique leur permettent aujourd'hui de présenter des logements ayant une meilleure performance thermique que la moyenne [182]. Leurs efforts récents de planification, par une intégration renforcée de la composante énergétique et climatiques à leurs plans stratégiques de patrimoine¹⁰⁵ en font un atout dans l'atténuation du réchauffement climatique et l'adaptation face à celui-ci. Il convient donc de préserver leur capacité de financement, attaquée notamment par la Réduction de Loyer de Solidarité (RLS) instaurée en 2018. Faute de quoi il leur sera impossible de concilier objectifs de rénovation et de construction [183], à l'heure d'un accroissement historique du nombre de demandeurs de logement social [184].

Massifier la rénovation des logements en France est possible. Cela implique des **financements** importants, stables et lisibles permettant à l'ensemble de l'écosystème nécessaire de se mettre en place et de monter en compétence. Cela nécessite aussi une information et un **accompagnement** des ménages. Ceux-ci doivent être mis en **confiance** quant au résultat espéré, et soulagés autant que possible de la charge administrative, temporelle ou encore technique que peut représenter aujourd'hui une rénovation. Tout cela doit s'articuler à un effort majeur de **recrutements** et de formation du secteur du bâtiment, afin d'être en mesure de répondre à la demande lorsqu'elle viendra à s'accélérer sous l'effet des leviers précédents.

Contact

Rémi Babut Chef de projet Logement
remi.babut@theshiftproject.org

Héloïse Lesimple Pilote communication et affaires
publiques heloise.lesimple@theshiftproject.org

¹⁰⁴ Voir à ce titre l'étude [Panel Rénov'](#) [456]

¹⁰⁵ Voir les études ANCOLS de [2024](#) [457] et [2022](#) ([458] pp109-110)

DÉPLOYER LES POMPES À CHALEUR

LOGEMENT

DANS LE CADRE DE NOTRE
PLAN ROBUSTE POUR L'ECONOMIE FRANCAISE



En 2024, les bâtiments résidentiels et tertiaires représentent respectivement 28% et 15% de la consommation française d'énergie [185]. En termes de gaz à effet de serre, l'usage des bâtiments représente environ 60Mt de CO₂e (dont 85% pour le chauffage et l'eau chaude) soit **15% des émissions totales françaises**. Différents leviers doivent permettre la réduction drastique de ces émissions : évolution des usages, isolation des bâtiments¹⁰⁶, réseaux de chaleur décarbonés ou encore biogaz, dans la limite des gisements disponibles¹⁰⁷. Il en est toutefois un qui revêt une place particulièrement incontournable : **le déploiement massif de la Pompe à Chaleur (PAC), en remplacement des chaudières gaz et fioul.**

Les PAC sont matures, bas-carbone et économes

Les PAC : une technologie mature

Une pompe à chaleur (PAC) est un "transfère de chaleur", qui capte les calories présentes dans l'environnement extérieur (dans l'air, le sol ou l'eau) - même par temps froid, pour les restituer à l'intérieur d'un bâtiment sous forme de chauffage. Elle fonctionne grâce à un circuit fermé où circule un fluide frigorigène. Ce fluide absorbe la chaleur présente dans l'environnement extérieur puis s'évapore. Il est ensuite comprimé pour augmenter sa pression, avant de se condenser en cédant ses calories sous forme de chaleur au circuit de chauffage. Le cycle s'achève par une décompression brutale du fluide (une « détente ») : cette baisse de pression refroidit très rapidement le liquide, le rendant prêt à recommencer à absorber la chaleur de l'environnement.

Ce cycle thermodynamique permet à la pompe à chaleur de transférer, de l'environnement extérieur vers l'intérieur, **plusieurs kWh de chaleur pour chaque kWh électrique dépensé**. Le ratio entre l'énergie restituée au logement sous forme de chaleur et celle dépensée pour l'alimentation électrique de la PAC s'appelle le **COP** (COefficient de Performance)¹⁰⁸. Lorsqu'il est moyenné sur l'année pour tenir compte des variations saisonnières, on parle de **SCOP** (Seasonal COP).

Reposant toutes sur l'exploitation du même cycle thermodynamique, les PAC se déclinent en différents types. La **PAC air-eau** pompe la chaleur de l'air extérieur puis la transmet au circuit à eau du chauffage central existant. Elle est idéale pour remplacer des chaudières gaz ou fioul. Elle a généralement un SCOP de 3 environ. Elle assure ou non la production d'eau chaude sanitaire. Dans certains cas, elle peut être **hybride** si elle est combinée avec une chaudière gaz existante pour une rénovation ou en intégrant une petite chaudière d'appoint dans une PAC neuve. La **PAC air-air** pompe quant à elle la chaleur de l'air extérieur puis l'échangeur la transmet directement à l'air intérieur. Elle peut remplacer facilement un chauffage électrique classique de type « effet Joule », certes décarboné mais bien moins efficace¹⁰⁹. Son

¹⁰⁶ Lire Chantier n°8 : Massifier la rénovation des logements

¹⁰⁷ Lire Chantier n°18 : Déployer les bioénergies de manière soutenable

¹⁰⁸ Par exemple, un COP de 3 signifie que pour 1 kWh d'énergie électrique dépensée, la PAC restitue 3 kWh de chauffage. Plus le COP est grand, plus cela signifie que le système est efficace énergétiquement. A titre de comparaison, une chaudière à gaz, ou un radiateur électrique à effet Joule, restitue environ 1 kWh de chauffage pour 1 kWh de gaz, ou d'électricité, consommé.

¹⁰⁹ Un **radiateur électrique à effet Joule** est un appareil de chauffage qui produit de la chaleur par **résistance électrique**. Le principe repose sur l'**effet Joule** : lorsqu'un courant électrique traverse une résistance électrique, une partie de l'énergie électrique est transformée en énergie thermique (chaleur).

SCOP est également de 3 environ, mais elle ne peut pas produire d'eau chaude sanitaire. Elle est souvent réversible et permet ainsi de **climatiser** en été.

Remarque : Notons qu'il existe d'autres types de PAC, telles que la PAC eau-eau (géothermie), la plus efficace (SCOP 4 à 5) mais au coût initial très élevé (25-50 000 € pour une maison individuelle) en raison des coûts de forage pour pomper la chaleur dans l'eau du sous-sol ; ou encore le Chauffe-Eau Thermodynamique, un ballon d'eau chaude sanitaire séparé adossé à une PAC. Ce qui suit traite principalement des PAC air-eau et air-air, qui vont jouer le rôle principal dans les trajectoires de déploiement à 2050.

Pour que les SCOP estimés ci-dessus soient atteints, il faut une PAC adaptée, bien dimensionnée (puissance) et bien installée. A défaut, le risque est d'avoir des SCOP inférieurs à l'optimum¹¹⁰ [186], modifiant ainsi l'équation financière. Notons que, pour faciliter le choix du grand public en Europe, les PAC relèvent d'une réglementation d'étiquetage énergétique et d'écodesign dont l'échelle va de A+++ à G. Mais, au-delà de la performance intrinsèque des appareils en sortie d'usine, leur bon fonctionnement repose très largement sur la qualité de l'installation sur site.

Par ailleurs, un reproche souvent fait à la PAC est le **confort acoustique**. Cependant, les modèles récents ont progressé et émettent des niveaux de bruit comparables à un réfrigérateur (~40–60 dB pour une maison). Les PAC de plus forte puissance, requises pour l'habitat collectif, font plus de bruit, et peuvent parfois poser des difficultés, notamment en zone urbaine.

Les PAC permettent une baisse des émissions de GES, de la consommation d'énergie et de la facture de chauffage

Les PAC permettent de réduire de 50 à 80% la consommation d'énergie finale, un chiffre qui dépend de la PAC, de son SCOP, de sa mise en œuvre et de son réglage. Elles sont alimentées par de l'électricité, fortement décarbonée dans le contexte français, et permettent le remplacement de chaudières fonctionnant aux énergies fossiles, gaz ou fioul, soit une **baisse des émissions directes (hors fabrication) de CO₂ de 80 à 90%**.

Leur performance est peu dépendante de l'isolation du bâti en maison : même dans les maisons mal isolées (hors passoires thermiques), la PAC reste efficace. C'est la conclusion majeure de l'étude ADEME 2025 sur le sujet [186]. Ainsi, une bonne isolation ne change pas la performance, mais permet de prendre une PAC moins puissante (et évite le besoin de couplage avec une chaudière gaz) donc moins chère.

La PAC permet enfin des économies financières de 40 à 50 % sur la facture de chauffage, en raison de sa moindre consommation énergétique. Et ceci alors même que le prix de l'électricité est environ deux fois plus élevé que celui du gaz (0,2-0,24€/kWh vs 0,12€/kWh en 2025) : un rééquilibrage de ces prix relatifs permettrait une économie plus importante encore. En outre, lors de tensions sur l'approvisionnement en gaz naturel, comme ce fut le cas lors de la crise gazière de 2022, l'usage de PAC plutôt que chaudières gaz permet de réduire la pression sur les stocks gaziers du pays et d'assurer sa capacité à faire fonctionner l'industrie et les usages dépendant encore significativement du gaz.

¹¹⁰ La PAC consomme alors plus qu'attendu initialement.

Un gain patrimonial pour les propriétaires immobiliers

La bonne installation d'une PAC permet de gagner 1 à 2 classes de DPE (Diagnostic de Performance Énergétique). Une maison de 100 m² passant du gaz à une PAC « air-eau » peut passer de E à C. Or la loi interdit déjà la location de logements G depuis 2025, et celle des logements F et E sera interdite respectivement dès 2028 et 2034. Cela se traduit déjà par une décote [187] significative des prix au m² de ces catégories. **Installer une PAC permet à un propriétaire de maintenir voire d'accroître la valeur de son patrimoine.**

Une empreinte environnementale faible

La fabrication d'une PAC nécessite plus de métal (acier et surtout cuivre) qu'une chaudière classique¹¹¹. Par ailleurs, le principal point faible des PAC sur le plan environnemental est la présence jusqu'alors de fluides frigorigènes à haut potentiel de réchauffement global (PRG), dont les fuites - bien que faibles - pèsent un peu sur leur bilan carbone. La réglementation européenne F-Gas de 2024 impose toutefois des objectifs de passage à des fluides moins émissifs, du fluide R410a (dont le PRG est de 2088) au R32 (PRG de 675) puis au R290 (PRG de 20) qui réduiront drastiquement cet impact [188]. Les industriels avancent déjà dans cette direction, jonglant entre les contraintes de performance et de sécurité (gaz inflammables).

La fabrication d'une PAC est donc un peu plus coûteuse en CO₂e que celle d'une chaudière gaz. Mais les **émissions d'usage très faibles**, 10 fois moindres que pour une chaudière gaz, permettent de compenser les émissions de fabrication en seulement 2 à 10 mois. **Sur un cycle de vie complet typique de 17 ans, une maison moyenne de 100 m² dotée d'une PAC de 10 kW économisera au total 50 tonnes de CO₂ par rapport à un chauffage au gaz.**

Les PAC constituent donc une technologie mature, bas-carbone et économe, énergétiquement comme financièrement. Il faut les déployer massivement dans les nombreuses situations où elles sont déjà pertinentes.

Un développement prometteur mais trop lent

En France le déploiement des PAC est significatif, mais reste en retard sur son objectif...

La France possède le plus gros parc de PAC en Europe [189], en comptant les équipements de locaux tertiaires, avec plus de 6,5 millions nettes¹¹² d'unités, loin devant l'Italie (4 millions) et l'Allemagne (~ 2,5 millions). Cependant, en 2023, seuls 14 % des maisons individuelles et moins de 3 % des appartements sont chauffés à la PAC¹¹³ [21]. **Les ventes de PAC ont bondi** d'environ 300 000 unités (20% d'air-eau et 80% d'air-air) en 2012 à près de 1,2 millions en 2023 (25% air-eau, 75% air-air) soit 15% de croissance par an¹¹⁴ [189, 190]. Pour les maisons individuelles, la PAC représente environ les **deux tiers des parts de marché** des systèmes de chauffage en 2024¹¹⁵ [191].

¹¹¹ Voir le chapitre cuivre dans la deuxième partie de ce rapport.

¹¹² Le parc brut est de l'ordre de 10 millions d'unités en 2022 dont 1,2 millions de CET, 0,1 géothermique, 2,3 air-eau et près de 7 millions de air-air dont seul 3 millions sont considérée comme participant au chauffage (logement et tertiaire).

¹¹³ Ces chiffres correspondent au parc de résidences principales uniquement.

¹¹⁴ Si l'on ne compte que les PAC qui participent au chauffage, cette croissance est d'environ 200 000 en 2012 à 700 000 en 2023.

¹¹⁵ Environ 13 % pour les PAC air-eau et 54 % pour les air-air.

La dynamique de vente s'est hélas brisée en 2023-24¹¹⁶ avec une baisse brutale de 16% : à l'inflation des prix, se sont ajoutées la chute de la construction neuve, la baisse des prix du gaz et surtout l'instabilité des aides publiques [190, 192]. Près de 445 000 chaudières fioul ou gaz ont encore été vendues en 2024 [193].

Sur le **marché du logement neuf**, la PAC est tirée par la norme RE2020 [194] qui impose, via l'indicateur « Ic énergie », des seuils maximums de CO₂ au m² sur 50 ans¹¹⁷, afin d'exclure progressivement les énergies fossiles. **La bataille semble gagnée en maison individuelle neuve** (arrêt du gaz, 85% de PAC vendues [195]) : une chaudière gaz ne passe pas le seuil Ic énergie de 4 kgCO₂e/m²/an de 2025. **Cela se profile également dans le logement collectif neuf** : en 2025, la PAC ne pesait qu'1/3 du marché, part équivalente à celle de la chaudière gaz [196], mais la baisse du seuil Ic de 560 à 320 kg de CO₂e/m² en 2025 [197] devrait amorcer une sortie du « tout gaz »¹¹⁸.

Le grand enjeu concerne désormais la rénovation¹¹⁹ : si le mouvement est trop lent en maison individuelle, il est presque inexistant en collectif, en raison de contraintes techniques (manque d'espace adapté, impact acoustique) [198]. Il faudra adapter les offres à la diversité des configurations rencontrées et utiliser toute la gamme de technologies disponibles [199] (géothermie, air-air, etc., voire hybride). Les difficultés décisionnelles y sont de plus décuplées en copropriétés, par rapport à la maison individuelle.

Dans les **immeubles de bureaux neufs**, les solutions de type PAC¹²⁰ représentent plus de 90% des ventes [200]. Idem pour les établissements scolaires neufs, où la PAC et le réseau de chauffage urbain dominant le marché [201]. Pour la **rénovation du tertiaire**, le dispositif Eco Energie Tertiaire [202] devrait favoriser la PAC pour remplacer les chaudières classiques.

...et reste en retard sur les pays nordiques

Bien que gros utilisateurs de chauffage urbain pour le collectif, **les pays nordiques affichent globalement des taux d'équipement en PAC bien supérieurs** à ceux des autres pays : 630 PAC pour 1 000 ménages en Norvège, 500 en Suède et en Finlande, contre 234 en France et 54 en Allemagne [189]. A rebours d'un *a priori* courant selon lequel les PAC air-air seraient moins bonnes par temps froid, **les PAC air-air sont dominantes dans ces pays**, grâce à des modèles "spécial climat froid" performants, qui captent 90% de part de marché en maison individuelle.

De gros obstacles à surmonter

Un investissement initial conséquent

Aujourd'hui le prix d'une PAC peut être rédhibitoire pour certains. Le coût moyen pour un particulier est entre 10 et 15 k€ TTC pour une PAC air-eau (8 à 15 kW) et de 5 à 12 000 € pour une air-air (en majorité inférieure à 5 kW), contre 2 à 5 000 € pour une chaudière. Ce coût inclut le matériel (~ 60%), la distribution (10-15%) et la pose (~25-30%, avec main d'œuvre et accessoires). La barrière d'entrée est réelle.

¹¹⁶ Les ventes de PAC air-eau sont passées de 386 000 en 2022 à 186 000 en 2024, en revanche les ventes de PAC air-air se sont maintenues autour de 800 000 unités malgré l'absence d'aide mais tirées par la climatisation.

¹¹⁷ Ces seuils ne concernent que les émissions énergétiques à l'usage du bâtiment (pas sa construction).

¹¹⁸ Le nouveau seuil Ic laissera cependant la possibilité d'utiliser de l'hybride, voire une chaudière gaz si le logement est bien isolé, ce qui pourrait être évité dans le neuf.

¹¹⁹ Voir Chantier n°8 : Massifier la rénovation des logements

¹²⁰ Ce chiffre inclut les PAC mais aussi les CTA-DRV (Centrale de Traitement d'Air et Débit de Réfrigérant Variable).

Mais l'économie de chauffage, de 50% sur une maison de 120m² de classe D, sera de l'ordre de 800 à 1200 € par an. Le retour sur investissement dépendra de la situation : en cas de remplacement volontaire d'une chaudière encore fonctionnelle, il faut compter entre 10 et 14 ans sans les aides, entre 7 et 12 ans avec ces dernières. **En cas de remplacement subi d'une chaudière en fin de vie, le retour sur investissement est de 3 à 9 ans sans les aides, entre 2 à 5 ans avec ces dernières** - de quoi encourager à franchir le pas.

Une base industrielle européenne solide, mais qui doit monter en charge

L'Europe dispose d'une forte base industrielle [203] avec plus de 250 usines (50 en Italie, 20 en France, 38 en Allemagne) détenues par des acteurs solides comme Atlantic, Viessmann/Carrier, Saunier Duval, Daikin, Panasonic ou encore Mitsubishi. C'est essentiellement une industrie d'assemblage de composants, relativement peu capitalistique, dans laquelle l'Europe a un vrai leadership. La situation est toutefois assez différente suivant les modèles : près de 60-75% de la valeur des PAC air-eau vendues en Europe est produite localement, mais c'est beaucoup moins pour les PAC air-air. **La France est exportatrice nette pour les PAC air-eau, mais importe la quasi-totalité des PAC air-air.**

En 2024, on comptait une trentaine de projets d'usines nouvelles en Europe, dont une dizaine en France. La récente **instabilité de la demande** ne facilite toutefois pas la montée en régime des usines. Une protection contre du **dumping hors UE** serait positive : les **aides** pourraient dépendre du **lieu d'assemblage** du bloc frigorifique ou du **contenu carbone** de la PAC. Cela pourrait aussi aider à relocaliser la production d'une partie des PAC air-air.

Deux composants importants nécessitent néanmoins une attention particulière : les **compresseurs inverter**, largement importés d'Asie où ils bénéficient d'un effet d'échelle dû à l'énorme marché de la climatisation, et les **fluides frigorigènes**, pour lesquels les compagnies chinoises, américaine et japonaises dominent le marché, avec quelques compétiteurs européens (Arkema et Linde). Les gaz actuels sont des HFC issus du *spathe-fluor* dont la Chine contrôle 60% de la production. Les nouveaux gaz à faible PRG (CO₂, propane etc...) réduiront toutefois cette vulnérabilité puisqu'ils sont plus communs.

Une solution robuste, mais sophistiquée

Les PAC sont intrinsèquement plus **complexes** que les chaudières classiques ; elles nécessitent des **compétences multiples** : électriques, frigorifiques (certifications requises) et hydrauliques, sans compter la maîtrise des enjeux acoustiques.

Vu du consommateur, **l'achat d'une PAC peut être intimidant** : un gros investissement dans une technologie sophistiquée, pour un engagement irréversible de 15 ans qui impacte directement son confort et la valeur du logement, son plus gros actif personnel. Par ailleurs, **son parcours de client est ardu** : pas de tiers de confiance clair (malgré le lancement de « Mon Accompagnateur Renov ») et parfois un harcèlement commercial de certains réseaux de vente.

Réunir les conditions de l'accélération

Le gouvernement a lancé en 2024 un plan pour « produire 1 million de PAC » en 2027 [204], principalement centré sur les PAC air-eau. La plupart des actions ont été mises en œuvre, dont la création du Centre d'Expertise de la PAC. Nous venons de le voir, le déploiement des PAC reste toutefois trop lent, il est contraint par différents obstacles. Il faut désormais les lever

afin de réunir toutes les conditions d'une forte accélération, dès les années à venir, pour remplacer massivement les chaudières gaz et fioul, voire les chauffages « effet Joule », par des PAC, d'ici à 2050.

Il faut réduire l'écart de prix entre l'électricité et le gaz

Plus le gaz est cher et l'électricité abordable, plus la PAC se développe. Le rapport entre le prix de l'électricité et celui du gaz est donc déterminant, il doit être aussi faible que possible. Or celui-ci est inférieur à 1,4 en Norvège ou en Suède, alors qu'il est de 1,7 à 2 en France selon les années. Il n'est certes pas le pire d'Europe, l'Allemagne étant par exemple à 3.

Pour inciter au déploiement de la PAC, **les pouvoirs publics doivent œuvrer à un prix de l'électricité aussi stable et bas que possible par rapport à celui du gaz.** Les fournisseurs d'électricité, pourraient eux aussi faire des offres créatives, comme en Allemagne où certains proposent des réductions de prix d'électricité pour l'usage d'une PAC.

Il faut des aides conséquentes et stables

En maison individuelle, on constate un prix moyen des PAC air-eau de 15 k€, avec des aides moyennes de 5 k€, laissant un **reste à charge de 10 k€**, très hétérogène selon les revenus du client. Les dispositifs actuels d'aides incluent **MaPrimeRénov'**, les **Primes CEE**, la **TVA réduite à 5,5%** et l'**Éco-PTZ**. Les aides à la rénovation par geste favorisent la PAC eau-eau ou air-eau, mais pas la PAC air-air.

La chute récente du marché montre qu'il faut aussi de la **stabilité** dans les dispositifs d'aides. De plus, l'ampleur du reste à charge moyen est telle que la généralisation d'un financement de type **crédit** adapté serait utile pour faciliter la décision d'achat. A titre d'exemple, 55% des ventes d'automobiles en France font l'objet d'un financement, crédit ou leasing.

Il faut recruter et former des installateurs et des mainteneurs

En 2020, la filière PAC représentait en France 3 400 emplois dans la fabrication et 13 400 dans l'installation-maintenance¹²¹ [205]. La filière a besoin très rapidement de plusieurs dizaines de milliers d'emplois supplémentaires, pour produire, installer et maintenir au bon rythme les pompes à chaleur prévues dans le plan national, mais elle rencontre des difficultés à recruter et à former, communes à tout le secteur du bâtiment. **Les installateurs et mainteneurs, déjà en pénurie depuis 2019, sont le manque le plus préoccupant** [205]. Ces emplois sont à cheval entre plusieurs corps de métiers – chauffage-plomberie, frigorisation, électricité – qui doivent donc se préparer à développer des compétences en installation et maintenance de PAC : le dimensionnement et le paramétrage sont particulièrement déterminants pour des équipements performants.

Les formations courtes proposées par les fabricants de PAC ou les formations QualiPAC préalables à l'obtention du label RGE¹²² ne fournissent qu'une base de connaissances aux professionnels en activité. **Les formations professionnalisantes sont encore insuffisantes en quantité¹²³ et en adéquation pour répondre à la montée en puissance attendue.** Les

¹²¹ En 2025, ces chiffres sont certainement légèrement plus élevés, la vente de PAC étant passée de 1 million en 2020 à 1,2 millions en 2023, avant de retomber à 1 million en 2024.

¹²² Le label RGE (« Reconnu Garant de l'Environnement ») permet aux entreprises d'être éligibles aux diverses aides de l'Etat [204].

¹²³ 10 000 diplômés de l'enseignement professionnel, dont tous ne s'orienteront pas dans le secteur, et 1 200 titres délivrés par an.

incertitudes technologiques freinent l'investissement dans des plateaux techniques¹²⁴ coûteux. Du fait de conditions de travail et de revenus meilleurs que dans d'autres emplois du bâtiment, **les reconversions sont une source prometteuse de recrutement**, sous réserve de financements disponibles s'agissant de formations parfois supérieures à un an.

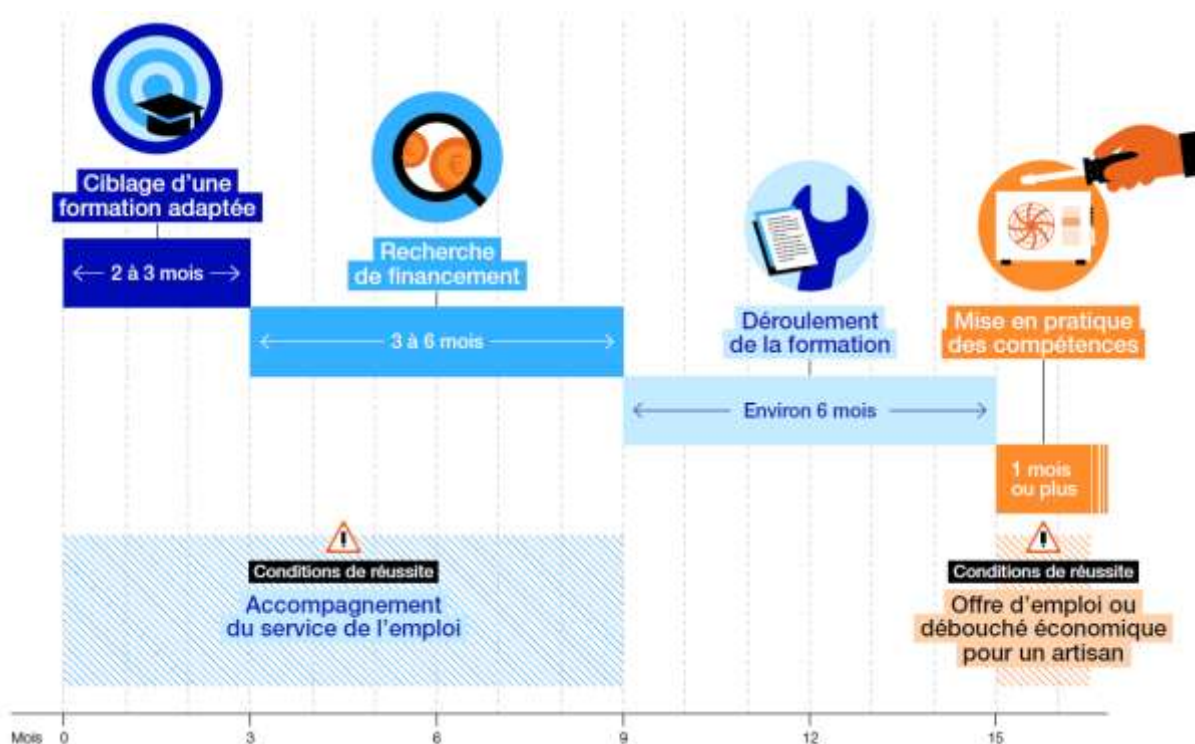


Figure 6 : Délais de reconversion vers une activité d'installation et maintenance de PAC

Enfin, la capacité des artisans et des distributeurs à conseiller et vendre les PAC est déterminante, mais reste insuffisamment maîtrisée.

Conclusion : pour une PAC-ification massive

Les PAC sont une solution incontournable pour la décarbonation du chauffage des bâtiments. L'aptitude des PAC air-air à climatiser aidera aussi à l'adaptation au changement climatique et à leur attractivité. A titre individuel, c'est sans doute une des décisions les plus efficaces pour réduire son empreinte carbone.

En **logement et tertiaire neufs**, il faut tenir le cap réglementaire actuel, voire le renforcer en collectif où on devrait pouvoir se passer de chaudière hybride (PAC + gaz) et donc de gaz.

Face à la **rénovation énergétique** qui piétine, la priorité en **maison individuelle** est d'améliorer la compétence technique et commerciale de la filière pour que la France atteigne des taux de pénétration « nordiques » de la PAC d'ici 2040. En **rénovation collective**, l'offre

¹²⁴ Les plateaux techniques sont des espaces pédagogiques permettant des mises en situation proches des conditions réelles de travail.

de la filière et les politiques publiques sont à améliorer pour changer de dimension. C'est un vrai chantier de planification à mener d'urgence, conjointement, par l'Etat et la filière.

L'objectif national devrait être l'installation d'**1,5 millions de PAC/an d'ici 2030**, en visant 0,5 million pour les air-eau et 1 million pour les air-air. Le développement de la base industrielle air-eau et le décollage de la fabrication européenne des air-air mériteraient un conditionnement des aides au contenu local (européen) ou au poids carbone des PAC.

Enfin, un autre chantier est à ouvrir : le développement des PAC dans la production de **chaleur industrielle**, qui reste aujourd'hui largement dominée par le gaz [206].

Contact

Eric Bergé

Chef de projet Industrie

eric.berge@theshiftproject.org

Héloïse Lesimple

Pilote communication et affaires publiques Transition Robuste

heloise.lesimple@theshiftproject.org

www.theshiftproject.org

MAÎTRISER LE DÉPLOIEMENT DES CENTRES DE DONNÉES

NUMERIQUE

DANS LE CADRE DE NOTRE
PLAN ROBUSTE POUR L'ÉCONOMIE FRANÇAISE



LE THINK TANK DE LA
TRANSITION BAS CARBONE

 **THE SHIFT
PROJECT**

Le **numérique** est omniprésent dans nos économies et nos sociétés. Son impact matériel, énergétique et climatique est bien réel, à travers la construction et le fonctionnement des centres de données, des réseaux et des terminaux. Il représentait déjà près de 4% des émissions mondiales de gaz à effet de serre en 2020 [207], ce qui équivaut aux émissions de l'ensemble des poids-lourds dans le monde [208]. **En France, le numérique représentait 4,4 % de l'empreinte carbone du pays en 2022** [22]. Ses émissions continuent d'augmenter, d'environ 5% par an, tirées par le déploiement intensif des infrastructures et des usages [209].

Le présent chapitre se concentre sur la dynamique des **centres de données**. La croissance de ces derniers n'a cessé d'accélérer, dopée par l'IA générative qui s'ajoute aux usages traditionnels – cloud, réseaux sociaux, hébergement. **À l'échelle mondiale**, leur consommation électrique a atteint environ 420 TWh¹²⁵ en 2024, contre environ 165 TWh en 2014, avec une croissance annuelle qui s'intensifie : +13 %/an sur la période 2019-2024 contre +7 %/an sur la période 2014-2019 [210]. Par ailleurs, les centres de données sont principalement situés dans quelques régions et grandes villes, ce qui, combiné à l'électrification d'autres usages, peut créer des congestions locales, des retards de raccordement et des tensions sur certaines ressources. C'est déjà le cas aux Etats-Unis, en Irlande, en Angleterre et aux Pays-Bas, et cela risque de s'accroître avec l'accélération non anticipée de la demande.

En France, le « Sommet pour l'action sur l'IA » et « Choose France » ont récemment marqué une forte impulsion, visant l'accueil de nouveaux centres de données, et un positionnement de la France en tant que hub européen de l'IA. De son côté, la SNBC3 souligne un risque d'atteindre une **consommation électrique de 100 TWh à 2050** pour les centres de données français, alors même que de nombreux secteurs auront besoin d'électricité bas-carbone pour leur décarbonation¹²⁶. **Le déploiement des centres de données doit être maîtrisé**, afin d'éviter que le développement de l'IA et des services numériques soit un obstacle à l'avènement d'une transition énergétique robuste.

Dynamique structurelle des centres de données : une croissance de l'empreinte énergétique et carbone

Les centres de données stockent, échangent et traitent des données. Ils sont constitués de serveurs, d'équipements électriques et de systèmes de refroidissement. En France, ils sont principalement raccordés aux **réseaux publics de distribution d'électricité**¹²⁷. On peut distinguer :

- Leur puissance de **raccordement**, celle que le réseau public est physiquement capable de leur fournir,
- Leur puissance **souscrite**, celle contractuellement appellable dans le cadre du contrat de fourniture,
- Leur puissance **appelée**, celle réellement consommée à un instant donné.

¹²⁵ Sans compter les cryptomonnaies

¹²⁶ Lire nos chantiers voitures électriques, poids-lourds électriques, pompes à chaleur, acier bas-carbone, hydrogène bas-carbone ou encore captage et séquestration de carbone. Lire également « La décarbonation vue sous l'angle énergie-climat » en partie 2

¹²⁷ RTE a raccordé, sur le réseau de transport, seulement 8 centres de données sur les environ 350 existants en France, le reste l'est donc par les distributeurs locaux l'électricité comme ENEDIS, sur le réseau de distribution.

D'après RTE, en février 2025, les centres raccordés au réseau de transport ne consommaient que 22 % de la puissance contractualisée [211].

Dans son bilan prévisionnel 2025-2035 [212], RTE souligne une hausse marquée des demandes de raccordement, concentrées en Île-de-France, à Marseille et en Hauts-de-France. Au 1er novembre 2025, les **projets de centres de données** ont contractualisé un accès au réseau de transport d'électricité à hauteur de 14 GW, soit **18 fois la puissance souscrite par les centres de données actuellement en service**, environ **la moitié de la demande en puissance de tous les secteurs confondus**. La quantité et le nombre de demandes pour les centres de données soulève la question des « projets fantômes » [213], qui ne verront jamais le jour mais augmentent artificiellement les prévisions de consommation [214]. En plus de ces nouveaux raccordements, **les centres de données existants voient leur consommation augmenter au cours du temps**, avec une montée en charge progressive des sites, dont le rythme varie selon les infrastructures¹²⁸.

En France, l'installation de centres de données est aujourd'hui encouragée : exonération de la Taxe Intérieure sur la Consommation Finale d'Electricité (TICFE) sous conditions¹²⁹, label Projet d'Intérêt National Majeur (PINM) et procédure de raccordement « fast track » pour les plus gros sites [215]. Dans la même logique, la Commission européenne a présenté en décembre 2025 un paquet de mesures [216] visant à simplifier certaines exigences environnementales et à accélérer les validations, notamment pour des « projets numériques stratégiques ».

À la hausse des consommations en phase d'usage s'ajoute une hausse de l'empreinte carbone et matérielle¹³⁰. Les nouvelles générations de serveurs sont plus performantes mais plus denses énergétiquement, avec une empreinte environnementale accrue, et peuvent exiger une reconception des sites (refroidissement, fondations des bâtiments)¹³¹. L'empreinte dépend aussi des taux de renouvellement, de réemploi et de recyclage des composants, qui sont eux-mêmes influencés par la recherche d'efficacité énergétique et des nouveautés matérielles.

Les enjeux liés à la disponibilité de l'électricité et au raccordement au réseau

Le déploiement des centres de données appelle une planification à la fois nationale et territoriale. La SNBC¹³² 2 ne proposait pas de cadre explicite sur le numérique. Le projet de SNBC 3 [209] publié en décembre 2025, vise à réduire l'empreinte carbone du secteur numérique d'ici à 2050, en stabilisant les émissions d'ici 2030. Il définit une consommation électrique indicative de 40 TWh en 2050, et évoque qu'un dépassement de cette cible nécessiterait des efforts compensatoires dans les autres secteurs.

¹²⁸ Aux États-Unis, les mégacentres peuvent atteindre 1 GW de puissance installée, un record, de 1 à 3,6 ans après le début des constructions [468].

¹²⁹ À date du 29 janvier 2025, dans le projet de loi de finances pour 2026 considéré comme adopté par l'Assemblée nationale en application de l'article 49, alinéa 3 de la constitution, article 71 paragraphe 9, le tarif d'imposition sur la consommation d'électricité des centres de stockage de données passe de 12 €/MWh à 10€/MWh.

¹³⁰ Une analyse de cycle de vie (ACV) menée par Data4 montre que 40% de l'empreinte des centres de données en termes de réchauffement climatique est due à la phase de fabrication des matériaux et équipements.

¹³¹ Augmentation de 168 % de l'impact lorsque la taille de gravure est divisée par 14 [469].

¹³² Stratégie nationale bas-carbone, il s'agit de la feuille de route gouvernementale de la décarbonation française

Assurer la disponibilité de l'électricité dans les décennies à venir face à l'électrification d'autres secteurs

Il n'y a pas, selon RTE, de conflit d'usages aujourd'hui sur l'électricité bas-carbone [217]. Cependant la situation pourrait rapidement évoluer, car **la nécessaire décarbonation de notre économie doit reposer sur une large et rapide électrification des usages**, directe et indirecte : voitures électriques, poids-lourds électriques, pompes à chaleur, hydrogène électrolytique ou encore fours à arc électrique¹³³. Face à cela, il faut certes augmenter la production électrique bas-carbone, nucléaire et renouvelable, mais il y a différentes limites à la rapidité de ce déploiement¹³⁴. **Le risque de conflit d'usage sur l'électricité bas-carbone est donc significatif à moyen et long terme, et doit être minimisé.**

La dynamique actuelle du secteur interroge la capacité du système de production d'électricité à disposer d'un « gisement » bas-carbone suffisant pour répondre aux besoins à moyen terme des centres de données et des secteurs dont la décarbonation passe nécessairement par l'électrification.

Dans son Bilan prévisionnel 2025-2035, RTE estime que les demandes reçues pourraient conduire à une **consommation des centres de données située entre 21 et 32 TWh en 2035**, en fonction du taux de concrétisation des projets (entre 30% et 60%). Notons de plus que les centres de données raccordés aujourd'hui auront une consommation maximale seulement des années plus tard, compte tenu de la durée de montée en charge.

En Belgique, pour réduire les risques de conflits d'usage à plus long terme, un « couloir » de consommation dédié aux centres de données a été proposé par Elia, l'équivalent belge de RTE [218]. Une approche similaire devrait être adoptée en France et inscrite dans la SNBC 3.

Assurer la disponibilité du raccordement au réseau

La disponibilité des raccordements est aussi un sujet critique. RTE a observé une forte croissance des demandes de raccordement, avec 14 GW contractés au 1er novembre 2025, dont 7 GW en Île-de-France. Les demandes des centres de données saturent déjà les files d'attente de RTE et d'ENEDIS, retardant les projets dans tous les secteurs, car les règles actuelles de raccordement respectent le principe du « premier arrivé, premier servi ». Ce principe crée une congestion des lignes, entraînant des coûts et des retards pour les autres projets. **Le risque est celui d'une monopolisation de la puissance de raccordement disponible par les centres de données, qui retarderait la décarbonation de l'industrie.** D'autant plus que la filière des centres de données est plus résiliente face à des retards et augmentations de coût car elle possède des moyens financiers bien supérieurs à la plupart des projets industriels de décarbonation.

Un arbitrage politique clair est nécessaire afin de mettre en place une hiérarchisation explicite des raccordements, comme recommandé par la Commission européenne¹³⁵. Celle-ci cite notamment l'exemple néerlandais qui priorise certains projets au regard d'objectifs sociaux et de sécurité nationale : écoles, hôpitaux, centres de police, etc. [214] Cette

¹³³ Lire nos différents chantiers sur ces sujets.

¹³⁴ Lire Chantier n°16 : Développer l'éolien et le photovoltaïque, Chantier n°17 : Prolonger le nucléaire historique, lancer le nouveau nucléaire, et la partie 2 pour la mise en cohérence des besoins énergétiques des différents secteurs.

¹³⁵ La réglementation européenne n'impose pas l'application du principe du « premier arrivé, premier servi ».

priorisation est d'autant plus importante que les projets raccordés les premiers sont, toutes choses égales par ailleurs, moins susceptibles de subir des effets de files d'attente chez les fournisseurs (transformateurs notamment) que ceux qui suivront.

Par ailleurs, une **coopération renforcée entre les acteurs publics et les gestionnaires de réseau est indispensable afin de résorber les délais et la saturation contractuelle des files d'attente**, tous secteurs confondus, et d'éviter la réservation spéculative des capacités. Cela ne dispense pas de l'arbitrage et de la priorisation évoquée précédemment, la place libérée par les mesures d'optimisation pouvant sinon bénéficier principalement aux centres de données.

Les enjeux liés à nos usages sur et en dehors du territoire

Clarifier l'état actuel du secteur en France

Il est indispensable de mettre en place un observatoire pour suivre l'évolution des capacités installées et des consommations, notamment dans le cadre de la directive européenne EED (Directive sur l'Efficacité Énergétique)¹³⁶. En effet, les estimations de la consommation des centres de données en France divergent largement en fonction des périmètres et des années de référence. Récemment, ENEDIS, RTE, le Service des données et études statistiques (SDES) et l'ADEME ont publié des résultats sur le sujet [219]. En 2023, le SDES comptabilise 4 TWh, l'ADEME 8,2 TWh, ENEDIS environ 3 TWh pour ses centres de données, et RTE entre 4 et 5 TWh pour les sites dédiés et entre 5 et 10 TWh pour l'ensemble des centres, y compris internes. Les résultats vont du simple au double, ce que la différence de périmètre ne suffit pas à expliquer. Cette situation pourrait en outre être évitée si les bases de données existantes étaient correctement renseignées¹³⁷.

Penser une politique de déploiement qui permette un « rapatriement » de nos usages

Une part importante des usages numériques français est hébergée à l'étranger. En 2020, selon une estimation du cabinet Hubblo, 11,3 TWh de consommation cloud était localisée hors de France, représentant près de 60 % des usages numériques français [220]. Selon l'ADEME, si la tendance se poursuit, les centres de données pour un usage français consommeront 250 TWh en 2050, dont seulement 22 % en France.

Dans ces conditions, l'atteinte des objectifs de réduction de l'empreinte du secteur en 2050 deviendrait hors de portée¹³⁸ : il est donc crucial de **dimensionner les nouvelles infrastructures raccordées en France au sein d'une logique de rapatriement effectif des usages**. Le projet SNBC 3 souligne ce besoin sans détailler les conditions nécessaires à sa mise en œuvre.

¹³⁶ L'ADEME aura la charge de tenir un registre conformément au décret n° 2025-1382 du 29 décembre 2025.

¹³⁷ Comme celles d'OPERAT et celles découlant de la directive relative à l'efficacité énergétique (EED) [459].

¹³⁸ Et ce en prenant en compte la décarbonation du mix électrique mondial (scénario STEPS de l'AIE) : l'équivalent carbone des 11 TWh d'usage français à l'étranger en 2050 avec le mix électrique du scénario STEP dépasse l'objectif de -80% d'émissions pour le secteur à cette date.

Les enjeux liés aux externalités des centres de données dans les territoires

Systématiser la valorisation de la chaleur fatale et la réutilisation des serveurs

Les centres de données existants et futurs doivent mieux valoriser certaines externalités, comme le réemploi des serveurs et la chaleur fatale – récupération de la chaleur générée par les équipements informatiques qui fonctionnent en continu.

Installer un centre de données près d'usages thermiques (logements, serres, industries, réseaux de chaleur) donne la possibilité de réutiliser la chaleur des serveurs. La directive européenne EED prévoit que les centres de données de plus de 1 MW valorisent la chaleur fatale qu'ils produisent. Cependant, lorsque des analyses technico-économiques de faisabilité sont réalisées, elles débouchent rarement sur des projets concrets. Une planification fine au niveau de l'urbanisme local (concertations entre acteurs) est un facteur essentiel et rarement présent. Un décret dans le cadre de la loi REEN (Réduction de l'Empreinte Environnementale du Numérique) est toujours en attente de validation pour imposer une écoconditionnalité à ces infrastructures¹³⁹.

Le réemploi, le reconditionnement et le recyclage des composants permettent de réduire l'empreinte matérielle des infrastructures et devraient être systématisés. Or, le renouvellement des serveurs est fréquent dans les hyperscalers d'IA et le recyclage des composants est minime¹⁴⁰.

Prendre en compte les pressions locales sur les ressources et les risques naturels et climatiques

Les projets de raccordement de centres de données doivent être évalués au regard des risques naturels et climatiques (inondations, mouvements de terrain, séismes) via les référentiels publics (Plan de prévention des risques naturels prévisibles, Géorisques) et être conçus pour **rester résilients sur 20 à 30 ans face aux conséquences du changement climatique** (canicules, sécheresses, pluies extrêmes, montée des eaux).

Tout projet de raccordement d'un nouveau centre de données doit être accompagné d'**analyses technico-économiques et environnementales** et devrait en particulier s'appuyer sur la trajectoire de référence pour l'adaptation au changement climatique de la France (TRACC).

Chaque nouvelle construction sur un sol naturel en accroît l'artificialisation. Pour les projets ayant été débattus et validés dans le cadre d'une concertation publique, il faut donc **prioriser les sites « clés en main »** (sols déjà artificialisés tels que les friches industrielles, zones d'activité, parkings) et éviter d'entamer les espaces naturels, agricoles ou forestiers.

Ces sites sont toutefois limités en nombre et leur répartition entre les grands projets industriels doit faire l'objet d'une stratégie politique nationale assumée.

¹³⁹ https://www.legifrance.gouv.fr/jorf/article_jo/JORFARTI000044327305

¹⁴⁰ Fin 2022, seuls 22,3 % (13,8 milliards de kg) des déchets d'équipements électriques et électroniques produits ont fait l'objet d'une collecte et d'un recyclage appropriés [460].

La numérisation et l'IA sont-elles réellement au service de la transition ?

Le numérique n'est pas immatériel : il repose sur des centres de données, des réseaux et des terminaux, dont la fabrication et l'usage entraînent des émissions de gaz à effet de serre. Il ne se limite pas aux seuls centres de données : la multiplication des objets connectés, la montée en débit des réseaux et, plus récemment, le déploiement de l'intelligence artificielle, en particulier générative, participent à une augmentation sensible des consommations d'énergie et des émissions associées par « effet rebond ». Les centres de données alimentent en outre une dynamique d'ensemble du secteur numérique, des terminaux, dont le renouvellement pourrait être accéléré par la diffusion de l'IA intégrée, aux réseaux, dont le dimensionnement évolue avec l'intensité numérique globale de nos sociétés.

Au-delà de ses impacts propres, **le numérique et l'intelligence artificielle en particulier sont des catalyseurs** : ils participent ainsi à l'accélération de l'activité économique en général et, tant que celle-ci reste largement carbonée, contribuent indirectement à l'augmentation des émissions. Les gains de productivité ou de fluidité qu'ils permettent peuvent tout autant se traduire par une baisse que par une hausse des émissions à l'échelle globale. En particulier, le numérique peut être mobilisé au service d'activités incompatibles avec les objectifs climatiques : par exemple lorsque l'IA est utilisée dans l'exploration pétrolière et gazière.

Pour autant, **la numérisation peut parfois favoriser la décarbonation des usages**, comme avec la billettique intermodale pour la mobilité, l'optimisation de l'usage des engrais en agriculture, ou encore le développement des smart grids pour l'électrification. De plus, elle peut renforcer la compétitivité de solutions décarbonées par des gains d'efficacité, comme pour le fret ferroviaire. Cela dit, **l'impact réel sur les émissions dépend des conditions d'usage** et de l'accompagnement au changement. Selon l'ADEME, **les réductions des émissions des cas d'usage favorables restent modestes par rapport aux trajectoires sectorielles**²¹.

In fine, la question n'est pas tant de savoir si le numérique serait, par nature, favorable ou défavorable à la transition, mais de plutôt déterminer les conditions concrètes dans lesquelles certains usages peuvent être estimés souhaitables, au regard de leurs impacts environnementaux et sociaux.

Conclusion

La filière des centres de données connaît une expansion rapide en France, alimentée par des usages comme l'IA générative et une forte volonté politique d'intégrer la France dans cette dynamique mondiale. Ce phénomène a des conséquences physiques et techniques : consommation d'électricité en hausse rapide, saturation de la file d'attente des demandes de raccordement au réseau, etc.

En l'absence de mesures politiques, cette expansion peut porter atteinte à la décarbonation des autres secteurs, en accentuant les conflits d'usages pour l'électricité bas-carbone et rendant plus difficile le raccordement au réseau des sites industriels souhaitant électrifier leurs procédés.

De plus, les centres de données alimentent ainsi **une dynamique pour le numérique dans son ensemble** : le renouvellement des terminaux pourrait être accéléré par le déploiement de l'IA intégrée généralisée, tandis que dimensionnement des réseaux évolue avec l'intensité

numérique globale de nos sociétés, accompagné à chaque fois de conséquences énergétiques et climatiques.

Réguler cette dynamique va nécessiter des **arbitrages politiques forts**, afin que les centres de données ne puissent abusivement préempter électricité bas-carbone, capacités de raccordement ou encore surfaces disponibles, aux dépens d'autres secteurs. Ces enjeux doivent être traités dans le cadre d'un **débat citoyen éclairé** sur l'usage de l'intelligence artificielle et sur ses différents impacts.

Contact

Pauline Denis

Ingénieure de projet Numérique (ISTerre - Grenoble)

pauline.denis@theshiftproject.org

Marlène De Bank

Ingénieure de projet Numérique & experte Spatial

marlene.debank@theshiftproject.org

Maxime Efoui-Hess, coordinateur Industrie et Numérique

maxime.efoui@theshiftproject.org

Héloïse Lesimple

Pilote communication et affaires publiques Transition Robuste

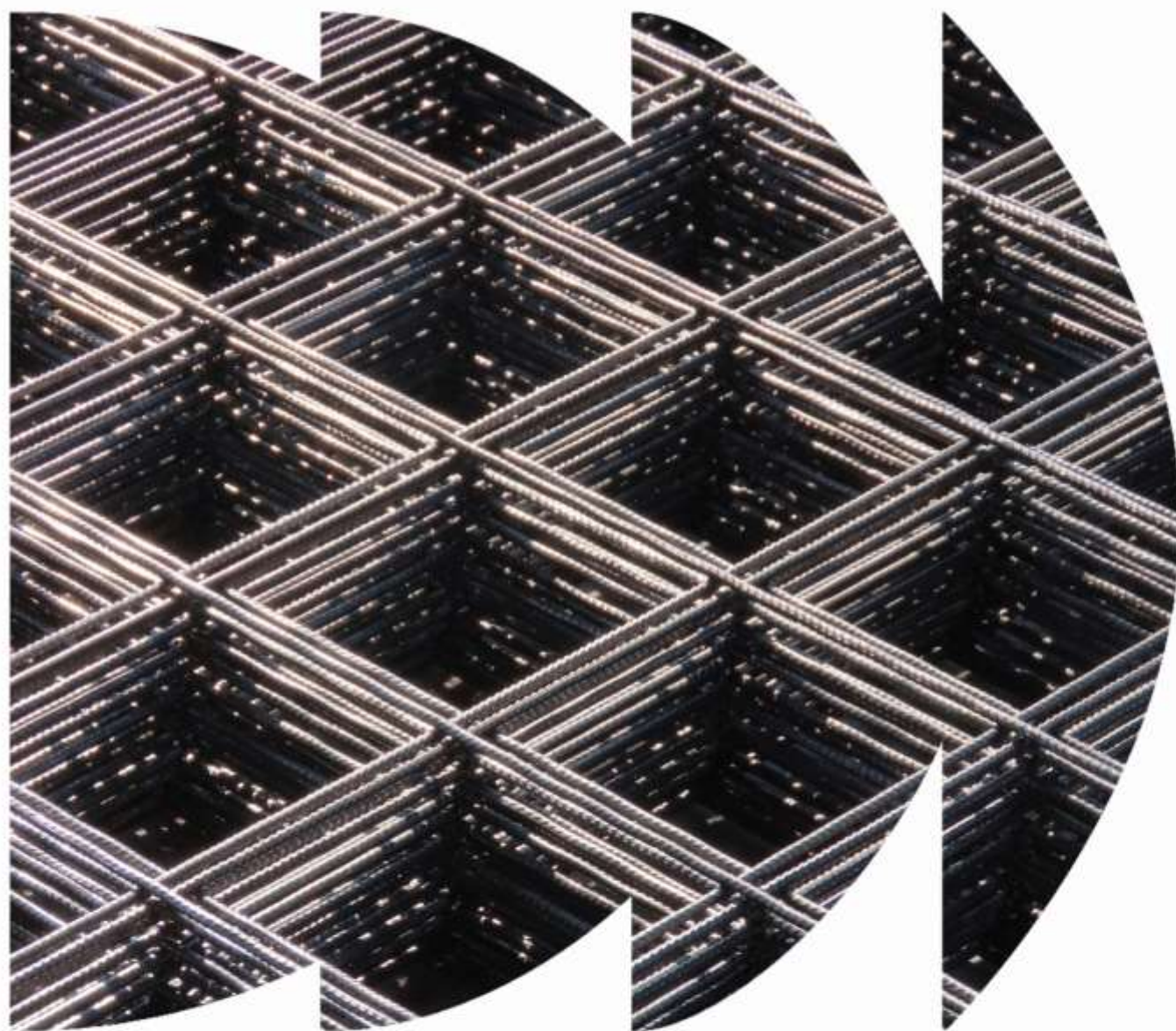
heloise.lesimple@theshiftproject.org

www.theshiftproject.org

PRODUIRE DE L'ACIER BAS-CARBONE EN FRANCE

INDUSTRIE

DANS LE CADRE DE NOTRE
PLAN ROBUSTE POUR L'ECONOMIE FRANCAISE



L'acier : répandu, carboné, décarbonable

L'acier : un pondéreux mondialement répandu

L'acier est un matériau très résistant, recyclable, largement répandu¹⁴¹, relativement abordable et simple à produire à partir de fer et de charbon, des matériaux abondants bien qu'exclusivement importés¹⁴² pour ce qui est de la production française. La France, comme l'UE27¹⁴³, est importatrice nette d'acier¹⁴⁴ et **la production française a considérablement décliné depuis 2019**, passant de 15 à 10,8 Mt/an [221]. La demande française d'acier est principalement portée par les **bâtiments et travaux publics (BTP)** (43 %), l'**industrie automobile** (26 %) et les équipements et machines (16 %). La production française d'acier est aujourd'hui très carbonée, elle a émis en 2024 environ **13 MtCO₂e**, soit **près du quart des émissions de l'industrie**, et environ **3,5 % des émissions françaises de GES**.

Trois voies de production aux enjeux distincts

La voie primaire à hauts fourneaux (HF ou BF-BOF¹⁴⁵) représente 70 % de la production mondiale d'acier [222] et 62,7 % en France en 2024 [223]. Elle repose sur une réaction très émissive de CO₂ à partir de charbon et de minerais de fer permettant surtout la production de produits plats (tôles, bobines...) pour le BTP (28 %), les biens d'équipement et de consommation (27 %), ou encore les transports (23 %) [224].

La voie secondaire à four à arc électrique (EAF¹⁴⁶) représente 22 % de la production mondiale et 37,3 % en France en 2024 [223]. Elle repose sur le recyclage des ferrailles par fusion de déchets métalliques triés, au sein d'un four à arc électrique (EAF) [224]. La production à l'arc électrique se concentre aujourd'hui sur les produits longs (tiges, poutres et profilés...), essentiellement pour le BTP (64 %) et les biens d'équipement et de consommation (20 %) [224].

La voie primaire par réduction directe du minerai de fer puis four à arc électrique (DRI-EAF¹⁴⁷) ne représente que 8 % des volumes mondiaux, et n'est pas présente en France. Des minerais de fer subissent d'abord une réaction de réduction directe (DRI) dans un four en présence d'un gaz de synthèse obtenu à partir de gaz naturel. Les minerais « réduits » réintègrent alors la voie secondaire dans un four à arc électrique (EAF) en complément de ferrailles. Cette DRI peut être réalisée au gaz naturel ou à l'hydrogène.

¹⁴¹ A l'échelle mondiale : construction de bâtiments, d'ouvrages d'arts et d'infrastructures (52 % dans le monde), d'équipements mécaniques (16 %), automobile (12 %), produits métalliques (10 %), moyens de transports, équipements électriques et domestiques (10 %) [223]. En France : construction (43 %), transports (26 %), mécanique (16 %), travail des métaux (10 %), électroménager (3 %), divers (2 %). [394]

¹⁴² En 2024, la France importait 100 % des 8,5 Mt de minerais de fer dont elle a besoin en provenance du Canada, du Brésil, du Caucase, d'Afrique... [222] et importait l'intégralité de son charbon [394].

¹⁴³ L'UE27 représente 7 % des volumes mondiaux produits et 10 % des volumes consommés [223]. Elle importe depuis l'Asie du Sud-Est (30 %), la Turquie (15 %), l'Inde (12 %) et la Chine (7 %).

¹⁴⁴ En 2024, la France a produit environ 10,8 Mt d'acier, a importé 11,2 Mt et en a exporté 9,7 Mt. Les flux d'acier sont donc considérables. La balance nette entre exportation et importation est négative (1,5 Mt importées nettes). [223]

¹⁴⁵ BF-BOF : Blast Furnace and Basic Oxygen Furnace

¹⁴⁶ EAF : Electric Arc Furnace

¹⁴⁷ DRI-EAF : Direct Reduced Iron with Electric Arc Furnace

Voie de production	Emissions de GES moyenne	Consommation énergétique	Production française	Type de produits
Hauts fourneaux (HF)	1,8 tCO ₂ e/t	5 950 kWh/t	6,8 Mt (62,7 %)	Plats
Four à arc électrique (EAF)	0,16 tCO ₂ e/t	580 kWh/t	4 Mt (37,3 %)	Longs. Plats sous conditions ¹⁴⁸
Réduction du minerai de fer au gaz naturel et four à arc électrique (GN-DRI-EAF)	0,95 tCO ₂ e/t ¹⁴⁹	4 750 kWh/t	0 %	Longs et plats
Réduction du minerai de fer à l'hydrogène et four à arc électrique (H ₂ -DRI-EAF)	0,15 tCO ₂ e/t	3 600 kWh/t	0 %	Longs et plats

Tableau 3 : Synthèse des émissions (scope 1+2), consommations énergétiques finales et productions par voie de production en 2024 en France et avec le mix électrique français [225], [222], [223], [224]

Leviers technologiques de la décarbonation de l'acier

Malgré des efforts d'amélioration continue possibles¹⁵⁰, environ 60 %¹⁵¹ des émissions de CO₂ de la filière française sont intrinsèquement dues aux procédés de production. La voie hauts fourneaux représente 92 % des émissions de la filière française [224]. **Décarboner la production d'acier nécessitera des pivots technologiques importants, impliquant des adaptations fortes des sites productifs.**

Electrifier la production d'acier et recycler les ferrailles (EAF)

La voie Four à Arc Electrique (EAF) permet le recyclage de l'acier plutôt que l'utilisation d'acier primaire, et présente l'intérêt d'être peu carbonée lorsque l'électricité est décarbonée, comme en France. Cette voie EAF nécessite 580 kWh/t [225], ainsi que des ferrailles comme matières premières, dont la France est exportatrice nette [226]. Toutefois, les filières consommatrices d'acier nécessitant des aciers de haute qualité, comme l'automobile, s'approvisionnent essentiellement via la voie primaire (non-EAF), les impuretés présentes dans les minerais étant plus facile à extraire que celles dans les ferrailles. Produire des aciers par voie EAF pose donc le défi d'éliminer les éléments indésirables des ferrailles : une opération additionnelle, mais possible et qui pourrait dès aujourd'hui être rentable¹⁵². **Ces ferrailles de meilleure qualité, couplées à du minerai de fer pré-réduit par réduction directe (DRI) introduit en**

¹⁴⁸ La production d'aciers plats dépend fortement du contenu en impuretés des intrants, ceux-ci pouvant fragiliser leur résistance mécanique. Or, en voie EAF les intrants sont à 100 % des aciers recyclés (ferrailles triées), dont le taux d'impuretés peut être trop élevé.

¹⁴⁹ 40 % de ferrailles et 60 % de DRI/HBI pour les voies GN-DRI-EAF et H₂-DRI-EAF [224]

¹⁵⁰ Brassage pour homogénéiser le mélange, injection d'H₂ et de gaz naturel en haut fourneau, augmentation du taux de O₂ brûleurs « oxyfuels » réutilisation des gaz de réactions, étanchéité des fours, introduction de plastiques plutôt que de charbon, augmentation de la qualité et de la part de ferrailles, réduction des rebuts, utilisation du biogaz, utilisation de résistances électriques et fours à induction plutôt que de gaz naturel pour le réchauffage des demi-produits et des ferrailles, recarbonatation des laitiers, digitalisation [224].

¹⁵¹ Pour la voie haut fourneau, les émissions d'origine énergétique ne sont pas aisément dissociables des émissions directement issues des processus physico-chimiques, les deux étant intrinsèquement liés du fait de l'usage de charbon comme source d'énergie et comme agent réducteur. L'IEAGHG [397] et l'ADEME [224] estiment que 43 % des émissions de la voie haut fourneau sont dues à la réutilisation des gaz pour la production d'énergie, alors considérées comme émissions indirectes, le reste (57 %) étant des émissions directes associées au procédé (haut fourneau, agglomération, cokerie, chaux, convertisseur). Dans la voie électrique (EAF), l'IEA [225] estime que près de 95 % des émissions indirectes, essentiellement dues à la production d'électricité.

¹⁵² Le retrait manuel de polluants tels que le cuivre (Cu), notamment dans les véhicules hors d'usage, peut permettre d'atteindre des niveaux de polluants suffisamment faibles (moins de 0,5 % de Cu résiduel) pour réintégrer ces aciers dans la production d'acier plat de haute qualité à des taux allant jusqu'à 60 % pour les aciers les plus complexes (combiné avec 40 % de DRI), voire davantage pour des aciers moins complexes. Selon une évaluation de l'IMT et de l'IDDRI, l'opération peut dès aujourd'hui être viable économiquement : le coût additionnel de temps de travail pouvant être compensé par la vente du cuivre récupéré et la valorisation commerciale de la meilleure qualité des ferrailles [237]

amont du four à arc électrique (EAF), permettraient à cette voie de produire des aciers adaptés aux exigences de ces débouchés.

Développer la voie de réduction directe du minerai de fer par hydrogène et four à arc électrique (H₂-DRI-EAF)

La voie DRI-EAF se structure en deux étapes. La réduction directe (DRI) de minerais de fer par du gaz naturel (GN), du biogaz (bioGN) ou de l'hydrogène électrolytique¹⁵³ (H₂) conduit tout d'abord à la formation de minerais pré-réduits sous forme solide, ce qui les rend exportables et importables. On les qualifie de *Hot Briquetted Iron* et on désigne la voie soit par GN-DRI, bioGN-DRI, ou H₂-DRI selon l'agent réducteur utilisé. Ces HBI sont ensuite mélangés à des ferrailles dans un four à arc électrique (EAF). **La voie H₂-DRI-EAF est très décarbonée** avec un mix électrique comme celui de la France (0,15 tCO₂e/t [4]) **mais la production d'H₂ nécessite beaucoup d'électricité**, de l'ordre de 3 MWh supplémentaires par tonne d'acier¹⁵⁴. De plus, la filière hydrogène est peu développée et fait encore face à des enjeux énergétiques et économiques qui freinent son déploiement¹⁵⁵.

Le captage, transport et stockage du CO₂ (CCS) sur hauts fourneaux (HF)

Il est aussi possible de décarboner la production d'acier par les hauts fourneaux à l'aide du captage du CO₂ en sortie de cheminée, avant qu'il ne se retrouve dans l'atmosphère, permettant de continuer de disposer d'acier primaire. Cependant, **le captage du CO₂ sur un site de production est complexe** : les émissions de CO₂ ont lieu à différents endroits¹⁵⁶ et peu d'entre elles sont suffisamment concentrées en CO₂ (> 15 %) pour être captées [224]. Au mieux, le CCS capterait 50 à 70 % de ces émissions [224] [227] via une surconsommation électrique¹⁵⁷ de l'ordre de 1 MWh/t CO₂ captée, soit environ 15 à 20 % supplémentaires par tonne d'acier¹⁵⁸. Au même titre que pour l'hydrogène, le CCS engendre aujourd'hui un surcoût considérable¹⁵⁹. **De plus, il maintient une dépendance aux ressources fossiles** en ne décarbonant pas le procédé en lui-même. Cela accroît également la dépendance aux sites de stockage du CO₂, encore peu nombreux et essentiellement à l'étranger dans les projets envisagés¹⁶⁰.

Une crise multifactorielle pour la filière française : la décarbonation comme réponse stratégique

L'industrie française et européenne traverse une crise majeure depuis plusieurs années, aggravée par une rude concurrence internationale, notamment de la Chine et ses surcapacités de production, et plus récemment par des hausses de tarifs douaniers américains. La filière sidérurgique n'y échappe pas.

¹⁵³ Voir Chantier n°12 : Massifier la production d'hydrogène bas-carbone

¹⁵⁴ 55 kgH₂/t acier [228] et 55 kWh/kgH₂ par électrolyse de l'eau [398]. Lire Chantier n°12 : Massifier la production d'hydrogène bas-carbone

¹⁵⁵ Voir le chantier n°12 : Massifier la production d'hydrogène bas carbone.

¹⁵⁶ 47 % dans l'unité de génération d'énergie, 21 % dans les hauts fourneaux, 14 % dans l'agglomérateur, 9 % dans la cokerie, 3 % respectivement dans l'unité de production de chaux, de réchauffage et le four à oxygène [397].

¹⁵⁷ Lire Chantier n°13 : Capturer, stocker et valoriser le CO₂ industriel résiduel

¹⁵⁸ Pour produire 1 tonne d'acier, la voie HF nécessite environ 5 950 kWh et émet 1,8 tCO₂e. Si le CCS permet de capter 50 à 70 % de ces émissions, soit ~0,9 à 1,26 tCO₂e, il requière alors environ 900 à 1260 kWh, soit environ + 20 % pour produire 1 tonne d'acier.

¹⁵⁹ Une étude réalisée par la Commission européenne évalue en 2020 que l'H₂ engendrerait un surcoût approximatif de l'ordre d'au moins 200 €/t d'acier (4 €/kgH₂ ; 55 kgH₂/t acier), hors CAPEX pour l'installation de DRI-EAF. Le coût du CCS s'élèverait à environ 200 à 250 €/tCO₂ sur les projets annoncés en France, hors CAPEX de HF. Ces chiffres représentent un surcoût de près de 50 % pour une tonne d'acier, vendue ~500 € [393].

¹⁶⁰ Voir Chantier n°13 : Capturer, stocker et valoriser le CO₂ industriel résiduel.

Une contraction imposée par l'aval et la concurrence externe

Dans le **Plan de Transformation de l'Economie Française (PTEF)** de The Shift Project, publié en 2022 [228], l'adaptation du secteur sidérurgique à la sobriété des secteurs aval, BTP et construction automobile notamment, était l'un des leviers permettant non seulement d'atteindre les objectifs de décarbonation, mais aussi de structurer une industrie résiliente aux nouvelles crises affectant la production.

La situation de la filière sidérurgique s'est dégradée en France depuis la publication du PTEF, en raison de crises multiples. Les volumes produits ont fortement diminué et leur retour à la hausse au cours des décennies à venir est peu probable. Les niveaux de production d'acier français ont atteint en 2024 un niveau plus bas (11 Mt/an) que celui prévu dans le PTEF pour l'année 2050 après décarbonation (12 Mt/an), subissant de plein fouet une contraction subie plutôt qu'une sobriété anticipée et stratégique. Par rapport au PTEF, le levier de sobriété de l'industrie sidérurgie peut donc être considéré comme entièrement consommé, bien qu'il s'agisse d'une sobriété subie et rapide, donc non-maîtrisée et aux impacts économiques forts. Il s'agira donc de, *a minima*, stabiliser ce niveau de production voire retrouver un volume d'environ 12 Mt d'acier par an.

La construction neuve (43 % de la demande d'acier en France), qui dans le PTEF diminuait de 37 % à horizon 2050 par rapport à la période pré-COVID¹⁶¹, a réduit de 15 % entre 2021 et 2024.

Le secteur automobile (26 % de l'acier en France) subit une baisse drastique de la production des véhicules neufs, 22 % en deçà de son niveau pré-COVID [229] du fait de la baisse du marché, de la concurrence chinoise [230] et d'une hausse multifactorielle des prix des véhicules [231]. Cette production, qui devrait remonter en 2030 [232], se rapprochera du niveau projeté dans le PTEF en 2050 à la suite de reports vers les mobilités collectives et actives¹⁶² [233].

Les évolutions sur les besoins en **équipements et machines** (16 % de l'acier en France) sont à documenter et pourraient être influencées à la baisse par celles de la construction et de l'automobile.

De plus, la **transition énergie-climat** des secteurs aval se matérialise aussi par des réductions du besoin en acier par produit (réduction des rebuts, allègement des ouvrages et des équipements, augmentation des durées de vie, automobiles 20 % plus légères). Or, à l'inverse de la baisse de volumes subies dues à la concurrence externe et la baisse de la demande aval, ces baisses de l'intensité en acier par produit sont souhaitables dans un monde plus robuste et moins dépendant en minerai de fer et en énergies. La transformation de l'économie vers la décarbonation doit donc être anticipée par la filière sidérurgique pour lui permettre de répondre aux besoins d'une France décarbonée tout en reconstruisant un socle productif supplémentaire et résilient face aux risques énergie-climat.

¹⁶¹ Passage de 395 000 logements neufs par an actuellement à 250 000 en 2050 [395] par une baisse des maisons individuelles, notamment secondaires, au profit des logements collectifs, application de la loi ZAN, et la priorisation de la rénovation énergétique. Le tertiaire, les infrastructures, voiries et génie civil, plusieurs dynamiques en concurrence et ayant le potentiel de s'équilibrer pourraient survenir : baisse des activités relatives à certaines infrastructures de transport mais report sur d'autres, augmentation des travaux liés à l'adaptation au changement climatique, etc. [396]

¹⁶² 1,7 millions de véhicules en 2050 dans le PTEF [233], contre 1,8 millions en 2024 et 2,2 millions en 2019 [229]. Lire nos chantiers sur le vélo, les transports en commun et le train passagers.

D'une trajectoire énergie-carbone subie...

Comme pour l'industrie dans son ensemble [234], les émissions territoriales de la production d'acier sont en baisse. C'est le résultat de l'amélioration de l'efficacité énergétique, de la décarbonation de l'électricité mais également de la fermeture de sites et de baisses de production successives [234], notamment après les crises de 2008 et du COVID. Bien que ces incitations économiques ne soient pas suffisantes au vu de l'ampleur des investissements à mobiliser, la réduction progressive des quotas d'émissions¹⁶³ et l'augmentation du prix du CO₂ qui pourrait en découler augmenteront la pression sur les industriels. Et ce, tout particulièrement sur ceux qui auront peu anticipé ces nouvelles trajectoires [235].

... à une stratégie de renouvellement industriel ?

En plus de permettre d'intégrer les risques d'évolution des volumes de demande, la trajectoire qui mène à la décarbonation est une stratégie viable pour amorcer un pivot technologique et industriel devenu nécessaire à une sidérurgie française et européenne qui se voudrait pérenne sur le long terme.

L'industrie française de l'acier est fortement importatrice d'intrants (charbon, minerais, gaz), dont ses principaux concurrents situés au Moyen-Orient, en Afrique du Nord et en Asie disposent souvent abondamment sur leur territoire. Appuyés sur ces larges réserves d'intrants à prix avantageux¹⁶⁴, ces industries commercialisent en Europe des produits plus abordables mais fortement carbonés [236]. Le schéma de la Chine, dont la récente stabilisation de la demande intérieure a engendré une surcapacité de production après des années de développement industriel intensif, pourrait se reproduire dans d'autres pays en développement. A long terme, des pays extracteurs de minerais de fer pourraient décarboner leur mix électrique pour produire des minerais pré-réduits (HBI), voire de l'acier à bas coût et bas-carbone par voie H₂-DRI-EAF (Brésil, Australie), concurrençant alors l'acier français même sur le marché des matières décarbonées¹⁶⁵.

Les équipements français et européens datant en moyenne d'un demi-siècle, nous tenons là l'occasion de les remplacer par de nouvelles installations décarbonées. Prolonger la durée de vie de ce parc vieillissant nous laisserait dépendants d'installations bien moins modernes et compétitives que celles de nos concurrents (Asie, USA). Bien que plus coûteuse¹⁶⁶, la trajectoire de transformation de l'appareil productif vers la décarbonation est l'opportunité de prendre un véritable tournant technologique.

Réussir la transformation de la filière française

ArcelorMittal, le principal acteur français opérant des hauts fourneaux, a précisé son choix de s'orienter vers la filière DRI-EAF en remplaçant l'un de ses deux hauts fourneaux restants à Dunkerque. A l'avenir, un four à arc électrique (EAF) pourrait aussi remplacer un haut fourneau à Fos-sur-Mer, et être alimenté en HBI. L'émergence de cette filière doit être sécurisée par une politique industrielle assurant un contexte industriel et économique

¹⁶³ Le Système d'Echanges de Quotas d'Emissions (SEQUE, ou ETS en anglais) alloue aux industriels les plus émetteurs un nombre défini de quotas d'émissions. Chaque industriel doit payer s'il émet au-delà du volume alloué, qui décroît jusqu'à 0 entre 2026 et 2034. Dès 2026, le Mécanisme d'Ajustement Carbone aux Frontières (MACF ou CBAM en anglais) impose aux importateurs l'achat de quotas d'émissions sur les importations dans l'UE de produits hors-UE dont les émissions dépassent un seuil défini.

¹⁶⁴ Parfois renforcés par des monopoles publics, des subventions massives et une main d'œuvre plus abordable.

¹⁶⁵ Les matières premières représentent environ 60-70 % du coût de production et l'énergie 15-20 % [224].

¹⁶⁶ D'après les entretiens d'experts du secteur sidérurgique réalisés dans le cadre de ce travail, les investissements nécessaires au remplacement et ceux pour le prolongement des installations pourraient différer d'un ordre de grandeur.

favorable, notamment en matière de disponibilité en hydrogène. Sans cela, **le risque est que la réduction des minerais de fer soit délocalisée en important des minerais pré-réduits (HBI) au gaz naturel** depuis des pays où cet agent réducteur est bien moins cher¹⁶⁷. **Cette alternative ne saurait s'inscrire dans une trajectoire de décarbonation durable** : l'empreinte carbone de la chaîne GN-DRI-EAF restant de 0,95 tCO₂e/t d'acier et exposant toujours la France à des produits dépendant directement du gaz fossile.

La production d'acier via EAF, plus efficace énergétiquement et largement décarbonée, doit également être fortement développée. La baisse de la demande dans le secteur du BTP, dont dépend fortement la voie EAF, lui imposera de diversifier ses débouchés¹⁶⁸. Face à l'enjeu de qualité des aciers plats, la voie H₂-DRI-EAF trouvera également sa place dans une industrie sidérurgique française reconstruite autour de l'EAF et atteignant à nouveau un niveau optimal d'utilisation de ses usines et équipements¹⁶⁹.

Au vu de la trajectoire amorcée par la filière, de l'âge des installations et du verrouillage technologique dans une voie nécessitant des énergies fossiles que cela impliquerait, **aucune infrastructure CCS n'est envisagée à 2050 sur hauts fourneaux**¹⁷⁰.

Rendre possible la transformation

Assurer la disponibilité en électricité et en ferrailles de qualité, abondantes et abordables

Disposer d'électricité bas-carbone pour l'industrie sidérurgique

En 2050, la consommation électrique¹⁷¹ de la filière pourrait être 2 à 8 fois plus importante qu'en 2024 du fait de l'électrification des modes de production. Or, la disponibilité en électricité étant limitée¹⁷², ces volumes entreraient en concurrence avec d'autres besoins d'électrification (transports, chauffage...) et de nouveaux besoins (centres de données, production d'e-fuels...). Les investissements industriels requérant une visibilité de long terme, notamment sur le prix de l'électricité, la mise en place de mécanismes assurant aux industries électro-intensives une **électricité bas-carbone abondante et abordable**¹⁷³ et des **délais de raccordement au réseau adéquats**¹⁷⁴ est indispensable.

¹⁶⁷ Afrique, Amérique latine, Proche et Moyen-Orient, Australie...

¹⁶⁸ Par exemple, la voie EAF produit l'essentiel des aciers inox et fortement alliés, qui ciblent des marchés spécifiques à l'international et qui pourraient croître [224].

¹⁶⁹ La capacité de production en France et en Europe n'est utilisée qu'à 65 %, contre une cible à 80-85 % [222], [401], [402].

¹⁷⁰ Dans les projections du PTEF réalisées en 2022, la moitié de la production d'acier vierge de 2050 était réalisée par la voie hauts fourneaux, équipée de dispositifs CCS [228]. Le changement de contexte et le choix technologique amorcé par la filière ces dernières années entérine la trajectoire appuyée sur la réduction directe.

¹⁷¹ En 2024, la production de 6,7 Mt d'acier par HF a nécessité 1,1 TWh sur la base de ~159 kWh/t acier (estimations de The Shift Project dans le cadre de la présente étude d'après BREFs EU [400]) et 2,3 TWh pour la production de 4 Mt d'acier via EAF (~580 kWh/t acier, estimations idem). Dans l'hypothèse d'un maintien du volume total d'acier produit et d'un remplacement de la production via hauts fourneaux par une production par EAF, la consommation électrique du secteur passerait de ~3,4 TWh/an à 6,3 TWh/an (x2), voire à 26,7 TWh/an (x8) dans le cas d'une substitution par une voie H₂-DRI-EAF (3 600 kWh/t, voir précédemment).

¹⁷² Lire les chantiers dédiés aux énergies renouvelables et au nucléaire, ainsi que les enseignements-clés sur l'électricité dans la deuxième partie de ce rapport.

¹⁷³ Les contrats d'allocation de production nucléaire (CAPN) [403] à destination des gros industriels proposent par exemple de partiellement répondre à cet enjeu : au 1^{er} janvier 2026, EDF a signé avec des industriels électro-intensifs, dont des sidérurgistes, des CAPN pour 10 TWh (contre 100 TWh avec son ancêtre l'ARENH) leur garantissant une quote-part de la production nucléaire française. Le prix est composé d'une part fixe reflétant le coût du nucléaire mais aussi d'une part variable fixée aux enchères à l'échelle européenne.

¹⁷⁴ Les durées classiques observées dans les calendriers publics de grands projets industriels sont de l'ordre de 6 à 8 ans, avec plusieurs étapes réalisables en parallèles : 1 à 2 ans pour la demande de raccordement et la Concertation Ferracci (ex-Fontaine), 2-3 ans d'études détaillées et de dépôt des demandes d'autorisations, 1-2 ans d'instruction et de recours, 2-3 ans de

Garantir la disponibilité des ferrailles aux qualités requises

La France dispose de suffisamment de ferrailles, mais plus de la moitié en est exportée, notamment en Turquie¹⁷⁵. Ces ferrailles pourraient être mieux triées en valorisant les impuretés « résiduelles » comme le cuivre [237], puis broyées en France et atteindre la qualité requise¹⁷⁶ plutôt qu'exportées là où les coûts d'opération sont moins élevés [226] mais plus carbonés [238]. **La filière de collecte, tri et recyclage doit être structurée à la bonne échelle pour tirer profit du caractère recyclable de l'acier et développer l'EAF.**

Assurer une disponibilité des technologies de rupture nécessaires à la décarbonation

La filière hydrogène bas-carbone n'est pas encore structurée en France, alors même qu'il s'agit d'un prérequis au déploiement de la voie H₂-DRI – notons que la filière CCS ne l'est pas davantage¹⁷⁷. Son coût sera une contrainte ainsi que les **délais incompressibles de son déploiement** : le passage de l'idée à la mise en service peut prendre environ 6 à 8 années¹⁷⁸.

La disponibilité en compétences et la reconversion de certains salariés jouera aussi un rôle important. La transition d'une production par hauts fourneaux à celle par fours à arc électrique avec réduction de minerais de fer (DRI-EAF) pourrait nécessiter environ 2 fois moins d'emplois, passant d'environ 1000 à 500 salariés pour un site d'une capacité de production annuelle de 2 millions de tonnes d'acier^[OBJ]. Les effectifs de la voie à hauts fourneaux devraient donc diminuer¹⁷⁹, avec une majorité d'entre eux pouvant être formée à l'exploitation d'un four électrique et d'un DRI ou reconvertis dans d'autres activités des zones industrielles concernées (Fos-sur-Mer, Dunkerque). En revanche, **l'exploitation d'un four de réduction et d'un électrolyseur (H₂-DRI) n'étant pas une activité existante en France, une anticipation de la montée en compétence sur ces tâches est nécessaire**. Notamment la manipulation de l'H₂ et du minerai de fer pré-réduit nécessitent des compétences spécifiques¹⁸⁰. 500 emplois directs et 3 000 emplois indirects¹⁸¹ pourraient être mobilisés pour un site de production d'H₂-DRI de 2 Mt/an de fer pré-réduits, soit les besoins pour produire environ 2 à 4 Mt d'acier par an. Notons l'incertitude élevée associée à ces estimations, aujourd'hui au stade de projections, sur la base d'apports d'acteurs pour certains sites. Elles ne peuvent être confrontées à d'autres études sur ce sujet du fait de la faible littérature en la

travaux et de mise en service. Projets considérés : projet de restructuration du réseau électrique entre Chaingy et Dambron ; projets de CCS [GOCO₂, Rhône Décarbonation] ; projets d'acier décarboné [AMF Décarbonation, Four EAF à Fos-sur-Mer par ArcelorMittal Méditerranée, Gravithy, Marcegaglia Fos] ; projets d'hydrogène décarboné et e-fuels [Take Kair, eM-Rhône, e-CHO]. Ces délais varient d'un projet à l'autre, le débat autour de la ligne très haute tension pour la zone industrielle de Fos-Berre est un exemple de la complexité du sujet [399]

¹⁷⁵ En 2023, l'ADEME estimait le volume de ferrailles disponibles (collectées et triées) à 9 599 kt et celui de ferrailles incorporées dans la production d'acier à 4 528 kt, soit environ 50 %, 5 071 kt, non incorporées en France [226].

¹⁷⁶ Les ferrailles exportées sont généralement de classe E1 et E3, dont les compositions et tailles sont diverses et les rendent peu exploitables directement dans un four. L'opération de broyage permet d'obtenir des ferrailles de classe E40, d'une taille homogène, dépourvue au maximum d'impuretés, facilitant alors grandement leur chargement direct dans un four.

¹⁷⁷ Lire Chantier n°12 : Massifier la production d'hydrogène bas-carbone et Chantier n°13 : Capturer, stocker et valoriser le CO₂ industriel résiduel

¹⁷⁸ Durées classiques observées de 6 à 8 ans : 1-2 ans de préprojet, 3 ans de procédures administratives et d'études d'ingénierie, 2 à 3 ans de travaux. Projets considérés pour l'estimation des durées : voir note précédente.

¹⁷⁹ Les effectifs français des filières HF et EAF sont estimés à 35 000 ETP en 2023 : sidérurgie (26 000) ; Fabrication de tubes, tuyaux, profilés creux et accessoires correspondants en acier (6 000) ; Fabrication d'autres produits de première transformation de l'acier (3 000). Source : Insee, ESANE 2023, NAF 24.1, 24.2 et 24.3 [404].

¹⁸⁰ L'hydrogène est particulièrement explosif et inflammable (lire Chantier n°12 : Massifier la production d'hydrogène bas-carbone). Le minerai de fer pré-réduit (HBI) est aussi très inflammable.

¹⁸¹ <https://www.gravithy.eu/fr/who-we-are/gravithy-fos-sur-mer/>

matière. À l'échelle de l'ensemble de la filière, le principal déterminant du nombre d'emplois est la quantité d'acier produite et transformée¹⁸².

Structurer la demande aval en produits bas-carbone

Créer les conditions permettant la structuration d'une demande de long terme

La demande en acier décarboné serait stimulée par la mise en place de taux d'incorporation d'acier bas carbone dans les principaux secteurs consommateurs.

Dans le BTP, la norme RE2020 a permis aux acteurs de déclencher certaines transformations à la hauteur, en exigeant une réduction progressive du contenu carbone d'un bâtiment neuf : son aspect contraignant et progressif permet de donner aux acteurs la visibilité nécessaire¹⁸³. Un tel dispositif dans l'automobile aiderait à structurer la demande en acier bas carbone¹⁸⁴, en veillant à intégrer les enjeux de compétitivité des véhicules français à l'international.

Pour éviter une tension sur les ferrailles et les HBI, l'offre doit être anticipée : réorientation des flux de ferrailles vers des sites sidérurgiques consommateurs de ferrailles en France, développement du tri, organisation logistique des usines, fours de DRI... Enfin, des mécanismes devront assurer la viabilité économique des investissements de décarbonation¹⁸⁵ en répartissant le surcoût des produits décarbonés.

Créer les conditions de la viabilité concurrentielle de l'acier bas-carbone français et européen

L'acier étant un produit s'exportant internationalement, structurer la filière française répondant à une nouvelle demande implique d'assurer la compétitivité des aciers décarbonés qu'elle produit, a minima à l'échelle européenne. **Les impératifs de faible contenu carbone doivent s'appliquer à tout produit mis sur le marché européen, notamment ceux produits hors Europe.** Pour avoir un véritable effet sur le contenu carbone de l'acier présent dans la société, **cela doit s'étendre à un maximum de produits contenant de l'acier, via une extension du MACF au-delà des produits les plus simples**¹⁸⁶. Mais la traçabilité des modes de production, du contenu carbone et de la part d'acier recyclé est complexe (enjeu dit de *melted and poured*¹⁸⁷), et cette difficulté doit être prise en compte. En parallèle, la Mesure de Sauvegarde de l'Acier¹⁸⁸ instaurée en 2019 visant à limiter ces importations impose des quotas par pays et le paiement d'une taxe au-delà. Or, le mode de calcul des quotas et de cette taxe, basé sur une hypothèse de marché croissant en Europe, peut être contourné par les

¹⁸² Les effectifs français des filières HF et EAF sont estimés à 35 000 ETP en 2023 : sidérurgie (26 000) ; Fabrication de tubes, tuyaux, profilés creux et accessoires correspondants en acier (6 000) ; Fabrication d'autres produits de première transformation de l'acier (3 000). Source : Insee, ESANE 2023, NAF 24.1, 24.2 et 24.3 [404].

¹⁸³ Des transformations de procédés, de compétences et d'approvisionnement des constructeurs pour adapter leur mix matières, jusqu'aux investissements dans les matériaux de construction bas-carbone dans l'industrie amont [396].

¹⁸⁴ Par exemple, le 16/12/2025, la Commission européenne [405], dans le cadre de la mise à jour de l'objectif de réduction des ventes de voitures thermiques, passant de - 100 % à - 90 % à horizon 2035, a proposé de compenser cette baisse de 10 % par l'usage d'acier décarboné à hauteur de 7 % et de carburants décarbonés pour 3 %.

¹⁸⁵ Travail sur le prix des intrants énergie et matière sur le long terme, la valorisation économique des produits décarbonés face aux produits carbonés, le rôle de l'Etat dans ces projets, entreprises et actifs stratégiques, par la commande publique ainsi que ses leviers législatifs et réglementaires, notamment à l'échelle européenne.

¹⁸⁶ Tout en prévenant les contournements (*resource shuffling*) consistant, pour un producteur hors UE, à vendre en UE ses produits bas carbone et à vendre ses produits carbonés sur d'autres marchés. Les produits bruts ou « semi-finished and finished products » désignent les tôles, les poutres, les barres d'acier, les rouleaux... par distinction avec les produits avals qui les utilisent : électroménager, portières de voitures, etc.

¹⁸⁷ Les termes « *melted and poured* » signifient en français « fondu et coulé » et font référence à l'opération de fonte du minerai de fer ou des ferrailles en acier liquide puis de sa coulée pour lui donner la forme souhaitée (tige, tôle, etc.). En apportant plus de traçabilité sur ces opérations et en définissant le pays d'origine d'un acier comme celui où il est fondu, cela permettrait de garantir d'un acier fondu en Europe est européen. A date, un acier fondu hors Europe, importé en Europe dans une forme intermédiaire puis refondu et coulé en Europe peut être considéré comme européen et éviter des tarifs douaniers.

¹⁸⁸ EU Steel Safeguard : Règlement d'exécution (UE) 2019/159 du 31 janvier 2019 instituant des mesures de sauvegarde définitives à l'encontre des importations de certains produits sidérurgiques

exportateurs en passant par des pays tiers et doit s'adapter au marché actuel en surcapacité et en transition.

En tenant compte de ces enjeux, les nouveaux mécanismes devront continuer d'avantager les sidérurgistes s'étant déjà décarbonés en passant à l'EAF. Ils devront soutenir la massification de l'EAF, voie moins énergivore et moins coûteuse, et permettre d'étendre l'extension de la gamme d'aciers productibles par cette filière. **La voie EAF en France représente un choix sans regret** car elle est d'ores-et-déjà déployée et bénéficie d'atouts concurrentiels déterminants via une électricité décarbonée et des quantités importantes de ferrailles disponibles.

Conclusion

Il est donc possible de décarboner la production d'acier française. Cela passe en priorité par le développement de la voie à **four à arc électrique** (EAF), nettement plus efficace, puis de la **réduction directe du minerai de fer par hydrogène et four à arc électrique** (DRI-H₂-EAF). Si la brique technologique EAF est déjà largement développée en France, ce n'est pas le cas du procédé DRI-H₂. La structuration de celui-ci représente un **défi industriel à la temporalité longue, nécessitant sa mise en œuvre au plus tôt**. Ce procédé est en outre très électro-intensif et nécessitera donc une **électricité bas-carbone, abondante et abordable**. L'EAF requiert pour sa part des **ferrailles en quantité et en qualité suffisantes**, alors même que la ferraille française est aujourd'hui massivement exportée. Enfin **les débouchés de la filière doivent être sécurisés**, par des taux d'incorporation imposées dans les principaux secteurs consommateurs, et par une protection vis-à-vis de la concurrence internationale, notamment quand elle est plus carbonée.

Contact

Rémi Calvet

Ingénieur de projet Industrie

remi.calvet@theshiftproject.org

Eric Bergé

Chef de projet Industrie

eric.berge@theshiftproject.org

Maxime Efoui-Hess, coordinateur Industrie et Numérique

maxime.efoui@theshiftproject.org

Héloïse Lesimple

Pilote communication et affaires publiques Transition Robuste

heloise.lesimple@theshiftproject.org

www.theshiftproject.org

MASSIFIER LA PRODUCTION D'HYDROGÈNE BAS-CARBONE

INDUSTRIE

DANS LE CADRE DE NOTRE
PLAN ROBUSTE POUR L'ÉCONOMIE FRANÇAISE



LE THINK TANK DE LA
TRANSITION BAS CARBONE

 **THE SHIFT
PROJECT**

Chaîne de valeur de l'hydrogène

L'hydrogène, ses applications et son potentiel

Le dihydrogène, ou « hydrogène », est une molécule composée de deux atomes d'hydrogène, de formule chimique H_2 . **L'hydrogène (H_2) a diverses applications largement répandues**¹⁸⁹ telles que le raffinage, la production d'ammoniac – base des engrais de synthèse, ou celle de méthanol – base des résines et plastiques.

Sa production est aujourd'hui assurée par des moyens fortement émetteurs de gaz à effet de serre mais une technologie alternative existe : l'électrolyse de l'eau. Cette technologie permet la production d' H_2 à partir d'eau et d'électricité via un électrolyseur (une pile inversée), sans émission directe de CO_2 par le procédé¹⁹⁰. Si l'électricité utilisée est bas-carbone, ce qui est le cas en France, alors le H_2 produit l'est également. **Cet H_2 décarboné**¹⁹¹ **pourrait être un ingrédient clé dans la décarbonation de l'acier, des engrais ou encore des carburants**¹⁹², comme en témoignent les nombreux projets annoncés¹⁹³.

Une production fossile à décarboner

En 2024, 99 % de la production mondiale d' H_2 est fossile [239]. Les trois quarts sont réalisés via le procédé de vaporeformage du méthane, qui consiste à extraire l' H_2 du gaz naturel, en émettant environ 11 tonnes de CO_2 par tonne d'hydrogène produite [239]. Le dernier quart de la production est assuré par gazéification du charbon lors de la mise en contact du charbon avec de la vapeur d'eau [240], émettant environ 20 tCO_2e/tH_2 [241]. La voie de production d' H_2 par électrolyse de l'eau représente moins de 1 % de la production nationale comme mondiale en 2024 [239]. Les émissions de ce procédé correspondant essentiellement à celle de l'électricité requise, elles sont très dépendantes du mix de la région de production : **avec le mix électrique français actuel, très bas-carbone, ces émissions sont faibles**, environ de 2,9 tCO_2e/tH_2 ¹⁹⁴, mais elles sont bien supérieures dans d'autres régions¹⁹⁵.

Enjeux de transport, de stockage et de sécurité

Une fois produit, l' H_2 est acheminé par bouteilles sur des camions, par camions-citernes ou par canalisations. Pour être transporté, il doit donc être comprimé, voire liquéfié. Ces opérations sont intenses en électricité¹⁹⁶, la compression en elle-même pouvant représenter

¹⁸⁹ 100 millions de tonnes consommées par an dans le monde en 2024 et 0,9 Mt/an en France

¹⁹⁰ Cette électrolyse peut également être inversée pour produire de l'électricité à partir d'hydrogène : c'est alors un moyen de stocker de l'énergie, à l'instar d'une batterie mais pour des durées de plusieurs mois.

¹⁹¹ La Directive européenne (EU) 2024/1788 et l'acte délégué sur l'hydrogène bas carbone publié le 8 juillet 2025 définissent l'hydrogène bas carbone comme un hydrogène produit par électrolyse de l'eau avec une électricité bas carbone, par pyrolyse du méthane, ou par vaporeformage du gaz naturel avec CCS. Les émissions de GES devant être à minima inférieures de 70 % par rapport à une référence fossile fixée à 94 gCO_2e/MJ .

¹⁹² Lire les chantiers acier bas-carbone et aérien.

¹⁹³ Liste non-exhaustive, en France : GravitHy (acier), FertigHy et Normand'Hy (ammoniac), NeoCarb, Take Kair, KerEauZen et eM-Rhone (carburant de synthèse).

¹⁹⁴ 55 kWh/kgH_2 (33 kWh/kgH_2 et rendement de 60 %) [242], 51,9 gCO_2e/kWh d'électricité en France en 2024 [421]

¹⁹⁵ 11 tCO_2e/tH_2 en moyenne en UE 28 ; 19 tCO_2e/tH_2 en moyenne dans le monde ; 26 tCO_2e/tH_2 en Pologne [249].

¹⁹⁶ La compression d' H_2 de 30 à 500 bars requiert 2,7 kWh/kgH_2 , soit et 4,9 kWh/kgH_2 pour une compression à 900 bars, nécessaire pour une application à 700 bars [242]. Cela représente de l'ordre de 5 à 9 % d'énergie supplémentaire à celle nécessaire pour obtenir ce kg d'hydrogène par électrolyse (sur une base de 55 kWh/kgH_2 , voir note suivante).

jusqu'à 3 à 5 kWh/kgH₂ pour les hautes pressions [242], soit jusqu'à 5 à 10 % de consommation électrique supplémentaire par rapport à la production¹⁹⁷.

Cette étape de transport doit en plus composer avec plusieurs **contraintes techniques** : exploitation à des pressions moyennes ou élevées¹⁹⁸, isolation thermique complexe lorsque nécessaire¹⁹⁹ ou encore matériaux spécifiques afin de limiter les fuites de H₂²⁰⁰. Ces contraintes peuvent conduire à des coûts de transport et de stockage à terre importants [243]. Une solution alternative aujourd'hui explorée est le **stockage d'H₂ souterrain**, comme c'est actuellement le cas pour le gaz naturel, dans des cavités salines. La France dispose de quelques sites potentiellement proches de sites de consommation d'H₂²⁰¹. Le potentiel de ces sites est progressivement confirmé par des études et les premières tonnes pourraient être stockées dès 2030-2032, dans une démarche de flexibilité de la production²⁰² [244].

L'hydrogène étant inodore, très explosif et inflammable avec une flamme invisible, il doit faire l'objet de **mesures de sécurité** adaptées, notamment sous pression [245]. **Sa manipulation existant déjà depuis plusieurs décennies en milieu industriel**, le défi du déploiement de nouveaux usages viendrait a priori surtout de l'introduction potentielle de l'hydrogène dans de nouveaux milieux : conditions de températures et pressions plus complexes dans l'aérien, réservoirs davantage sollicités dans les applications de mobilité ou encore utilisation dans des environnements opérés par un public non spécialisé²⁰³.

Prérequis à un développement soutenable

Prioriser les filières à décarboner

Décarboner la production d'hydrogène

Les émissions de gaz à effet de serre du vaporeformage du méthane et de la gazéification du charbon pourraient être réduites via le captage et le stockage du carbone émis (CCS), mais cette technologie fait appel à un volume important d'énergie²⁰⁴ et maintient une dépendance aux énergies fossiles. En cohérence avec les impératifs énergie-carbone et le projet de SNBC 3²⁰⁵, **les voies poursuivant un usage de méthane fossile et de charbon ne sont pas encouragées ici.**

¹⁹⁷ Consommation électrique de la production d'H₂ par électrolyse : 55 kWh/kgH₂ (33 kWh/kgH₂ et rendement de 60 %) [242].

¹⁹⁸ Les réseaux de transport sont exploités à environ 70-80 bars et ceux de distribution à environ 8 bars. Le transport par réservoirs d'H₂ se fait à une pression d'au moins 200 bars et tend vers 500 voire 700 bars pour augmenter la densité énergétique de l'H₂ transporté.

¹⁹⁹ Pour être à l'état liquide donc plus facilement manipulable, l'H₂ est amené puis maintenu à - 253 °C.

²⁰⁰ L'H₂ étant l'une des plus petites molécules existantes, elle peut poser des contraintes de fuite ou de fragilisation des matériaux constituant les réservoirs ou canalisations (essentiellement en acier).

²⁰¹ Les principaux sites de stockage en cavité saline envisagés en France sont Manosque (PACA), Tersanne et Etrez (bassin Lyonnais), Verville (Grand Est) [253]. Le site de Etrez a notamment fait l'objet de tests concluant en 2025 quant à sa capacité à accueillir de l'hydrogène [419].

²⁰² La flexibilité des électrolyseurs consiste à les faire fonctionner uniquement lorsque l'électricité est la moins chère et à stocker l'H₂ produit à bas coût. Sous certaines conditions détaillées en fin de ce document, cette configuration permet d'accompagner la transformation du réseau électrique vers l'intégration croissante de sources décarbonées intermittentes en limitant le besoin de surdimensionnement qui en découle.

²⁰³ L'H₂ pourrait par exemple potentiellement équiper certains poids lourds, engins de chantier ou tracteurs, sous certaines conditions.

²⁰⁴ Lire le chantier CCS : de l'ordre de 1050 kWh/tCO₂ captée.

²⁰⁵ Projet de SNBC 3 en consultation depuis le 12/12/2025 : fin du charbon en 2030, pétrole en 2045, gaz fossile en 2050 [420].

Une seconde solution consiste à substituer le gaz naturel en entrée du vaporeformeur par du **biogaz**. Le CO₂ émis est alors biogénique²⁰⁶, réduisant considérablement les émissions²⁰⁷, et permettant aux vaporeformeurs de continuer d'être utilisés directement, seule l'origine de l'intrant étant modifiée²⁰⁸. **L'obstacle principal au déploiement de cette solution est la disponibilité en biogaz, très faible aujourd'hui, et qui restera limitée à 2050**, avec de nombreux conflits d'usages potentiels²⁰⁹, ainsi que les enseignements-clés sur les bioénergies dans la deuxième partie de ce rapport.

Dans le cas de la gazéification, la biomasse pourrait remplacer le charbon via un procédé de **pyrogazéification**, mais son stade actuel de démonstrateur [240] n'en fait **pas une solution majeure envisageable à l'horizon 2050**.

Enfin, **la solution généralement privilégiée pour produire de l'hydrogène bas carbone est l'électrolyse de l'eau avec de l'électricité bas carbone**. Les principaux obstacles à son déploiement résident dans la **consommation électrique** additionnelle très importante qu'elle implique (voir **Erreur ! Source du renvoi introuvable.**) et **l'absence d'une filière** à l'échelle industrielle déjà déployée.

	Emissions de GES (tCO ₂ e/tH ₂)	Electricité (MWh/tH ₂)	Biogaz (MWh/tH ₂)
Electrolyse de l'eau	2,9	55	-
Vaporeformage du biométhane	2,1 (9 de CO ₂ biogénique et 2,1 auxiliaires)	0,3	46,7
Vaporeformage du biométhane avec CCS	2,1 (9 de CO ₂ biogénique dont 8,1 captées ²¹⁰ et 2,1 auxiliaires)	8,4	46,7

Tableau 4 : Emissions de gaz à effet de serre et consommations énergétiques de l'électrolyse de l'eau et du vaporeformage du biométhane, en France, données 2024 (Calculs The Shift Project d'après ADEME [246] [247] et France Hydrogène [248].)

Du point de vue des émissions, le CO₂ biogénique émis lors du vaporeformage du biogaz ne contribuant pas à l'effet de serre anthropique additionnel, cette solution possède un impact aujourd'hui plus faible que la production d'hydrogène par électrolyse (**Erreur ! Source du renvoi introuvable.**). Cependant cet écart est limité, et devrait en outre s'inverser avec la décarbonation toujours plus poussée du mix électrique français.

Du point de vue de la consommation énergétique, les différentes solutions possèdent des **intensités énergétiques équivalentes**, de l'ordre de 50 à 55 kWh/tH₂ (**Erreur ! Source du renvoi introuvable.**). Leurs conditions de pertinence différeront en revanche du fait de la

²⁰⁶ Carbone initialement atmosphérique capté par la biomasse (végétation) et la matière organique du sol. Il est réémis lors de sa combustion ou de sa dégradation naturelle et n'a pas de contribution additionnelle à l'effet de serre s'il est intégré dans un cycle du carbone à la bonne échelle.

²⁰⁷ En pratique, la réaction chimique au sein du vaporeformeur est identique, qu'il s'agisse de gaz naturel ou de biogaz, elle émet de l'ordre de 11 tCO₂/tH₂, dont environ 2,1 tCO₂/tH₂ sont indépendantes du type de gaz [246]. Dans le cas du gaz naturel, il reste donc 9 tCO₂/tH₂ fossiles émises à l'atmosphère et contribuant au réchauffement climatique. Tandis que pour le biogaz, ces 9 tonnes sont biogéniques et ne contribuent pas au réchauffement climatique.

²⁰⁸ L'ajout de dispositifs de capture du carbone sur ces installations pourraient permettre de capter les émissions biogéniques, pour les valoriser, ou pour les séquestrer afin de générer des puits technologiques de carbone. Cela reviendrait toutefois à combiner les paris techniques et/ou industriels de deux briques technologiques, le biogaz et le CCS, pour une démarche d'ensemble relativement incertaine.

²⁰⁹ Voir Chantier n°18 : Déployer les bioénergies de manière soutenable

²¹⁰ D'après la Base Empreinte de l'ADEME, les émissions par vaporeformage du méthane sont de 11,1 tCO₂e/tH₂. Dans le cas du biométhane, elles sont de 2,13 tCO₂e/tH₂. En réalité, 11,1 tCO₂e/tH₂ sont bien émissions mais 9 tCO₂e/tH₂ sont du CO₂ biogénique qui ne contribue pas au réchauffement climatique, il n'est donc pas comptabilisé. Les émissions restantes (2,13 tCO₂e/tH₂) correspondent à d'autres GES éventuellement émis et des émissions indirectes. Pour le captage, on fait l'hypothèse optimiste que l'intégralité des émissions biogéniques sont captables et d'une efficacité du captage de 90 %.

nature de l'énergie consommée. La pertinence du choix des **vaporeformeurs à biogaz**, qui présentent l'avantage d'être **déjà alimentés en gaz** et limitent donc les adaptations nécessaires des sites et infrastructures, sera déterminée par la **disponibilité en biogaz, fortement contrainte à horizon 2050**. Celle de l'**électrolyse** de l'eau dépendra de la **disponibilité en électricité**. Tout d'abord à l'échelle **nationale** : le développement de moyens de production électrique bas carbone du pays à 2050 a ses limites²¹¹ et nombreux sur les usages qu'il faut électrifier : voitures, camions, chauffages, procédés industriels²¹². **Le risque de conflit d'usages sur l'électricité est donc réel**²¹³. De plus, les électrolyseurs étant des sites industriels fortement électro-intensifs, la capacité du réseau à intégrer cet appel de puissance **local** sera également déterminante. Des **territoires** disposant des ressources électriques nécessaires, du foncier et du réseau électrique adapté pourraient donc devenir **stratégiques** pour la filière.

A titre d'exemple, la filière sidérurgique française par hauts fourneaux, qui a produit 6,4 Mt d'acier en 2024, pourrait être convertie à la voie H₂-DRI-EAF²¹⁴ – voir notre chantier dédié à l'acier bas-carbone. A raison de 55 kgH₂/t acier et de 55 kWh/kgH₂, **la production de 6,4 Mt d'acier par cette voie nécessiterait environ 352 000 tH₂**. La production de cet H₂ par électrolyse ferait alors appel à **19 TWh d'électricité supplémentaires**, soit environ l'équivalent de la production d'une paire d'EPR2.

Quels que soient les choix technologiques effectués, le potentiel de production d'hydrogène bas carbone reste donc limité au premier ordre par les contraintes physiques de disponibilité en ressources (biomasse et/ou électricité notamment). **Il est donc indispensable de prioriser fortement les secteurs à décarboner via la molécule H₂**.

Prioriser les usages de l'hydrogène pour un besoin raisonné

Les usages de l'hydrogène doivent être priorisés sur les secteurs pour lesquels son recours est le plus indispensable et stratégique : industrie des engrais, sidérurgie, ainsi que certains transports lourds²¹⁵.

Le premier critère de priorisation réside en effet dans le potentiel de réduction d'émissions que permet d'atteindre l'utilisation de l'H₂. Dans l'industrie sidérurgique par exemple, la production d'une tonne d'acier émet aujourd'hui 1,8 tCO₂e par la voie hauts fourneaux, contre seulement 0,15 tCO₂e lorsqu'elle est produite grâce à l'utilisation d'H₂ pour la réduction directe du minerai de fer – lire le chantier acier. Pour la production d'une tonne d'ammoniac ou de méthanol, la décarbonation de la production de l'H₂ utilisé comme intrant permet une réduction de l'ordre de 50 à 70 % des émissions de la production [249] [250].

L'efficacité énergétique et la disponibilité en énergie constituent un deuxième critère de priorisation. La production d'hydrogène par électrolyse ou par vaporeformage et CCS présente un rendement de l'ordre de 60 % seulement²¹⁶, voire 25 % lorsque l'hydrogène est

²¹¹ Voir Chantier n°16 : Développer l'éolien et le photovoltaïque et Chantier n°17 : Prolonger le nucléaire historique, lancer le nouveau nucléaire

²¹² Voir les chantiers de la voiture électrique, la pompe à chaleur et l'acier décarboné

²¹³ Voir la deuxième partie de ce rapport pour plus de détails sur l'adéquation entre production et consommation d'électricité.

²¹⁴ Réduction directe du minerai de fer par l'hydrogène puis four à arc électrique

²¹⁵ Bien que la substitution d'H₂ carboné par de l'H₂ bas carbone dans le raffinage puisse permettre une réduction de l'empreinte carbone des carburants, cette application n'est pas à prioriser dans l'allocation des ressources disponibles en hydrogène bas carbone : la décarbonation de ce secteur passera en effet par le levier de réduction drastique des volumes de pétrole consommés, grâce à la sortie des énergies fossiles.

²¹⁶ L'électrolyse présente un rendement d'environ 60 % [242]. Un vaporeformeur a un rendement d'environ 72 % [248] en consommation 46,7 MWh/tH₂. L'ajout d'un CCS consomme environ 8 MWh/tH₂ (lire chantier CCS : ~ 1 000 kWh/tCO₂, efficacité de captage à 90 % ; 8 tCO₂/tH₂ à capter pour un vaporeformeur), impliquant un rendement final d'environ 61 %.

ensuite utilisé pour produire de l'électricité [242]. Dans le cas où l'hydrogène est utilisé en combustion directe, il faut aussi prendre en compte le faible rendement du moteur thermique, typiquement 30 %. Pour comparaison, le rendement est de l'ordre de 90 % pour un moteur électrique. **L'électrification directe est donc préférable**, chaque fois qu'elle est possible.

Cependant **certains secteurs sont difficilement électrifiables** (aérien, maritime, chaleur moyenne et haute température) et les combustibles issus de la biomasse sont disponibles en quantité limitée²¹⁷. **L'H₂ doit être priorisé lorsque les alternatives sont limitées ou inexistantes**. Il peut être utilisé comme combustible à la place du gaz fossile dans certaines applications de production de chaleur : verres plats ou tuiles. Pour les mobilités longues distances, la combustion directe de l'hydrogène jouera vraisemblablement un faible rôle à 2050 – lire la partie sur l'avion à hydrogène dans le chantier aérien ; mais la mise à disposition d'H₂ pour ces secteurs peut permettre la production de carburants de synthèse ou « *e-fuels* » en le combinant à du CO₂ capté. Compte tenu de son faible rendement total, d'environ 30 %²¹⁸, **la production de ces e-fuels demandera toutefois d'importantes quantités d'électricité** : plus de 100 TWh pour l'aérien et près de 70 TWh pour le maritime au niveau français, dans un scénario de trafic tendanciel²¹⁹. Cela plaide pour un développement raisonné de ces e-fuels, articulé à une maîtrise de la demande. Lire la partie sur les carburants de synthèse dans le chantier aérien pour plus de détails.

Assurer le passage à l'échelle de la filière hydrogène

Développer l'appareil productif à la bonne taille et à temps

En France, à fin 2024, la puissance d'électrolyse installée était de 22 MW pour une quinzaine de projets d'une puissance de 0,5 à 5 MW [137], **bien loin de l'objectif de la stratégie nationale hydrogène de 4 500 MW en 2030**. En Europe, certaines unités atteignent une puissance de 20 MW.

Le nombre et la taille des électrolyseurs installés en France doivent croître rapidement pour atteindre une échelle industrielle, soit une puissance totale de plusieurs dizaines voire centaines de MW. Une aciérie produisant 2 Mt d'acier par an nécessiterait par exemple environ 108 000 tonnes d'H₂, soit environ 730 MW d'électrolyse²²⁰ fonctionnant 95 % de l'année.

La France dispose de leaders sur les technologies d'électrolyse, plusieurs projets d'usines d'électrolyseurs de grande puissance sont annoncés et, après environ 5 ans de projet, certaines sont prêtes à fonctionner pour répondre à la demande. Ces projets rencontrent cependant des difficultés économiques en l'absence de débouchés suffisants [251], du fait d'un retard sur le développement de la demande en H₂ [239]. **Le soutien à la demande, dans les usages pertinents, est donc prioritaire pour assurer la viabilité de la filière de construction d'électrolyseurs naissante en France**.

Les technologies d'électrolyse les plus matures reposent sur une disponibilité en matériaux critiques dont l'extraction et la production sont quasi-exclusivement réalisées hors Europe,

²¹⁷ Lire notre chantier Bioénergies.

²¹⁸ En ordre de grandeur, la production d'une tonne d'e-SAF requiert environ 25 à 40 MWh d'électricité, pour un contenu énergétique final d'environ 13 MWh/tonne d'e-SAF [416]. Le rendement actuel de la chaîne complète pourrait atteindre 45 % en 2035, voire 55 % en 2050 dans un scénario très optimiste [417].

²¹⁹ Source ADEME : <https://www.ademe.fr/wp-content/uploads/2024/12/CP-e-carburant.pdf>

²²⁰ A noter qu'on parle d'une puissance totale d'électrolyse mais il s'agira d'une mise en série de plusieurs électrolyseurs de quelques dizaines de MW. Par exemple, environ 24 électrolyseurs de 30 MW pour atteindre 730 MW.

avec une forte domination par la Chine²²¹. Il existe donc un fort enjeu de sécurisation de ces ressources et, à plus long terme, de réflexion sur le recyclage des électrolyseurs et la rétention de ces matières stratégiques. Au niveau local, l'implantation d'électrolyseurs requiert du foncier mais aussi de l'eau, une ressource qui peut faire défaut dans certains bassins hydrographiques en période de sécheresse, pouvant induire un arrêt partiel de l'électrolyseur [252]. Ainsi, pour permettre le déploiement à court terme des électrolyseurs de grande puissance, **il est nécessaire d'anticiper les zones acceptables d'implantation, notamment au regard des contraintes de foncier, d'eau et d'électricité.**

Permettre l'émergence d'un marché aval

L'absence d'un marché consommateur d'H₂ décarboné augmente l'incertitude sur chaque projet et freine la prise de décision finale d'investissement. **Structurer la demande pour permettre aux usages prioritaires de l'hydrogène - industrie, transports lourds - de passer à l'échelle est donc indispensable** pour assurer la viabilité de la filière de construction d'électrolyseurs naissante en France. Cela doit passer par des mécanismes permettant aux secteurs consommateurs d'H₂ bas carbone de se développer et se structurer : généralisation des produits décarbonés en aval (acier décarboné, engrais décarbonés etc.)²²², incitations à l'incorporation d'H₂ décarboné dans les procédés, accompagnement stratégique et économique des filières industrielles dans la structuration de débouchés viables et de long terme²²³. Un marché régulé pour les infrastructures de transport et le commerce d'H₂ [253] pourrait accélérer l'essor de la filière en apportant une transparence dans les prix et les échanges.

Séquencer le réseau d'hydrogène à l'échelle territoriale, nationale puis européenne

Le stockage et le transport d'H₂ constituent un surcoût énergétique et technique, se traduisant économiquement, pouvant pénaliser l'émergence des projets de production d'H₂ décarboné. Cette opération implique des délais de mise en œuvre additionnels dans des montages de projet déjà longs²²⁴ et renforce le risque de non-acceptabilité (questionnements sur les impacts humain et biodiversité locaux²²⁵).

A court terme et pour le passage à l'échelle industrielle, il est nécessaire de prioriser les projets de production à proximité des sites de consommation. Le marché de l'H₂

²²¹ La technologie alcaline fait appel à du nickel, largement extrait en Indonésie et raffiné en Chine. La technologie PEM nécessite du titane et des platinoïdes (platine, iridium), quasi-intégralement extrait et transformé en Afrique du Sud, et raffiné en Chine et Australie pour le titane. La technologie SOEC, moins mature et reposant largement sur de la chaleur, nécessite des terres rares comme l'yttrium, majoritairement extrait et raffiné en Chine, et le zirconium, essentiellement extrait en Australie et raffiné aux USA et en France [412] [417].

²²² De nombreux mécanismes différents sont mobilisables : reconnaissance valeur ajoutée des produits décarbonés par exemple (premium sur l'acier décarboné, ou autres), stimulation par les appels d'offre publics, réglementation poussant à l'incorporation de matières décarbonées etc.

²²³ Des enseignements sont à tirer de la situation de l'acier, notamment de la RE2020 pour son caractère incitatif à la décarbonation des secteurs avals ainsi que le CBAM pour la protection face aux importations concurrentielles. Un *dumping*, c'est-à-dire une concurrence déloyale à très bas prix, pourrait survenir d'autres pays producteurs d'H₂ ou de produits décarbonés concurrents (acier, ammoniac, voire leurs produits avals : voitures, équipements mécaniques, engrais...) et priver de débouchés la filière structurée en France si aucune planification ou points de repère stratégiques n'ont été mis en place pour assurer que la filière trouve des débouchés viables et consolidés.

²²⁴ Les durées classiques observées dans les calendriers publics de grands projets industriels sont de l'ordre de 6 à 8 ans : 1-2 ans de préprojet, 3 ans de procédures administratives et d'études d'ingénierie, 2 à 3 ans de travaux. Projets considérés : projet de restructuration du réseau électrique entre Chaingy et Dambron ; projets de CCS [GOCO₂, Rhône Décarbonation] ; projets d'acier décarboné [AMF Décarbonation, Four EAF à Fos-sur-Mer par ArcelorMittal Méditerranée, GraviHy, Marcegaglia Fos] ; projets d'hydrogène décarboné et e-fuels [Take Kair, eM-Rhône, e-CHO].

²²⁵ Les canalisations peuvent être amenées à travers des milieux naturels protégés tel que des zones Natura2000, des réserves biologiques ou encore des zones humides. Une partie des impacts possibles ont lieux lors des travaux et sont adressés dans les phases amont aux projets (concertations préalables et publiques, autorisations environnementales...).

décarboné et les infrastructures se développant, des usages en volumes plus modérés pourraient alors se développer à proximité des sites de production massive d'H₂ après 2035. L'H₂ pourrait être transporté sur de courtes distances par la route, via les réseaux existants²²⁶ ou bien des canalisations de gaz reconverties, et plus marginalement de nouveaux réseaux d'H₂, essentiellement de transport plutôt que de distribution. **A plus long terme, un réseau d'hydrogène national voire européen de grande capacité pourrait voir le jour pour valoriser les ressources énergétiques bas-carbone françaises.** L'interconnexion avec les sites de stockage souterrains de longue durée pourrait permettre de tirer profit de la flexibilité des électrolyseurs.

Des zones à fort potentiel de production d'électricité renouvelable telles que le Moyen-Orient, le Maghreb et l'Amérique latine pourraient également produire de l'H₂ décarboné, à faible coût, qu'elles pourraient alors l'exporter en France par canalisations ou bateaux, très probablement sous forme de dérivés plus facile à transporter (ammoniac, fer pré-réduit). Ce type d'importation d'H₂ implique un surcoût énergétique, de possibles impacts environnementaux²²⁷, ainsi qu'une dépendance à une infrastructure située loin du territoire et hors d'Europe. **Cette concurrence extra-européenne doit être anticipée, car dépendre d'importations massive d'H₂, même décarboné, comporterait de nombreux risques.**

Assurer la disponibilité des compétences humaines à court, moyen et long terme

En forte croissance et atteignant 6 300 emplois directs en 2023, **la filière devrait continuer à augmenter**²²⁸. Les disparités²²⁹ observées entre régions pourraient conduire à une inadéquation géographique entre l'offre et la demande et induire une compétition de recrutement. En régions transfrontalières, cette compétition croît mais doit devenir un atout en intégrant les compétences linguistiques dans les formations pour mutualiser les moyens humains avec les autres pays [254]. Cette tension est accrue par les besoins d'autres secteurs de la transition et du fait de métiers faisant appel à des compétences spécifiques à l'H₂ (production et opération d'électrolyseurs, sécurité et maintenance, nouveaux usages). En outre, l'accès aux rares sites de stockage souterrains potentiels ainsi qu'au CO₂ biogénique pour la production de *e-fuels* (combiné à l'H₂), pourrait polariser les dynamiques régionales : Fos, Vallée de la Chimie, Moselle-Rhin, Nord, Vallée de Seine, voire Saint-Nazaire et Béarn après 2040.

²²⁶ Il est à noter que plusieurs réseaux d'hydrogène gazeux existent dans le monde, notamment en France (303 km), en Belgique et en Allemagne pour connecter des sites de production et des sites de consommation. Ces réseaux pourraient être exploités en priorité ou constituer un facteur déterminant dans l'implantation de futur site de production ou de consommation. Répartition Géographique : ~1150 km aux USA et ~1600 km en Europe [423].

²²⁷ Dans le cas de nouvelles infrastructures de transport comme des canalisations, celles-ci auraient nécessairement un impact sur l'environnement dans lequel elles seraient placées en tant qu'artificialisation. En ce qui concerne le transport par bateau, son impact sur l'environnement est avéré, notamment par les émissions de particules fines et les perturbations des milieux marins [413]. L'importation d'H₂ (et ses dérivés) par voie maritime (bateaux, hydrogénoducs), peut présenter des impacts plus ou moins forts selon le mix électrique du pays de production de l'H₂ et de conversion en son dérivé, ainsi que selon la distance. De premières études [415], à approfondir, montre que des importations par hydrogénoduc depuis le Maroc ou bien sous forme liquide voire ammoniac dans le cas de pays lointains (Chili, Australie) est moins impactant. Les solutions par méthanol et méthane, tant liquide que gazeux, semble être les plus impactantes.

²²⁸ Avec une hausse de 77 % des offres emplois entre 2019 et 2022 [254], la filière représente 6 300 emplois directs en 2023 et potentiellement 66 600 en 2035 (directs et indirects) [408]. À noter que l'étude considère le développement de la mobilité routière. Ce besoin n'est pas considéré par The Shift Project et se trouve d'ailleurs progressivement délaissé par la filière elle-même, face à la solution d'électrification directe. Ces projections en matière d'emplois sont ainsi possiblement surévaluées.

²²⁹ Les régions IDF et AURA concentraient 50 % des offres d'emplois, essentiellement sur les postes d'ingénieurs [255]. À l'inverse, les régions déjà industrielles et portuaires concentrent des offres de techniciens (HDF, Centre-Val de Loire, Normandie) [254].

Les phases de développement de la filière induiront des phases de recrutement. À court terme, des profils ingénieurs et développeurs d'affaires sont requis mais sont peu disponibles avec ces qualifications [254]. Avant 2030, la mise en service des projets fera appel à des profils techniciens, pour lesquels les offres d'emplois restent limitées [255], par manque d'anticipation des entreprises. Des profils ouvriers seront requis [254] mais la précarité des contrats de travail est un frein à leur embauche. À terme, ces proportions devraient s'inverser avec 20 % de profils ingénieurs et 80 % de profils techniciens et ouvriers une fois la filière mature.

Une part de ces emplois existent dans d'autres industries où des passerelles sont à créer et des transferts de compétences sont réalisables²³⁰, en complément de formations indispensables dans ces délais. Or, **les entreprises du secteur déplorent un manque de visibilité des formations existantes et leur concentration géographique** (AURA, Grand Est) [254]. De plus, malgré des efforts gouvernementaux et des acteurs de la filière, **l'industrie pâtit encore d'une faible attractivité** [256].

Limitier le surcoût de l'hydrogène décarboné et le rendre acceptable

L'un des freins majeurs au développement d'un marché de l'H₂ par électrolyse dans le contexte actuel reste son coût de production, de 4 à plus de 7 €/kgH₂ en 2025²³¹, largement supérieur à celui de l'H₂ carboné : 1,6 à 2,1 €/kgH₂ [257].

Le principal coût de l'électrolyse réside dans celui de l'électricité, jusqu'à 85 % du coût total [257], dont les fluctuations sont rédhibitoires pour les investisseurs, pour qui **un prix stable et abordable**²³² **sur le long terme est nécessaire**. En parallèle, **les électrolyseurs pourraient jouer un rôle dans la flexibilité du réseau électrique** en ne produisant qu'aux heures les moins chères, permettant des coûts de production diminués, une optimisation des moyens de production d'électricité français [244] et de l'hydrogène décarboné plus compétitif sous certaines conditions²³³.

Les coûts d'investissement représentent 10 à 20 % du coût de production de l'hydrogène par électrolyse [257]. **Ils peuvent être réduits par effet d'échelle**, ce qui justifie l'amorce et la réalisation de grands projets à court terme, ainsi que les soutiens à la R&D pour des technologies plus efficaces, moins onéreuses et à plus longue durée de vie²³⁴. En ce qui concerne le vaporeformage du biométhane, un surcoût conséquent est également à prévoir compte tenu du prix prévisionnel du biométhane²³⁵. La Cour des Comptes estime qu'en 2050,

²³⁰ Des reconversions doivent être organisées, avec une transférabilité de compétence élevée depuis des secteurs comme le pétrole et le gaz, la chimie et pharmaceutique, les réseaux d'eau, la fabrication de produits informatiques, électroniques et optiques, l'automobile, l'électricité, la fabrication d'équipements et de machines [254].

²³¹ Pour un prix de l'électricité de 50 à 110 €/MWh et la prise en compte d'une compensation carbone (EU-ETS) à 80 €/tCO₂ (permettant une réduction de -1,1 €/kgH₂).

²³² De multiples dispositifs sont envisageables : PPA et contrat direct avec le fournisseur d'électricité, contrats pour différence, exonération d'accises, taux réduit sur le TURPE... liste non-exhaustive et non étudiée par The Shift Project. [257]

²³³ En 2025, NaTran, Storengy et RTE ont publié une première étude prospective pour la région AURA [244] dans laquelle la flexibilité d'électrolyseurs (fonctionnant 50 % du temps en moyenne, lorsque l'électricité est la moins chère) associée à un stockage souterrain (cavité saline en cours de développement pour 2032), permettrait des économies jusqu'à 0,9 €/kgH₂. Pour justifier un tel stockage, il est nécessaire de disposer d'un volume de production conséquent, potentiellement atteint en mutualisant plusieurs productions via un réseau donc à horizon 2035 et plus, et de besoin de stockage important (>20 tH₂/an). En comparaison, les autres solutions de stockage étudiées (batteries, stockage au sol), sont loin d'être rentables et mobilisent trop de foncier, sauf pour des besoins en H₂ flexibles et peu importants.

²³⁴ Le stack, cœur de l'électrolyseur, est à remplacer après environ 65 000 à 75 000 h soit environ 15 ans pour un fonctionnement à 55 % [243].

²³⁵ Le prix du gaz naturel est de l'ordre de 65 €/MWh PCS hors TVA pour les industriels en 2024 [409], celui du biométhane pourrait fluctuer entre 95 et 156 €/MWh PCS [410].

sous certaines conditions très optimistes et grâce à la flexibilité²³⁶, l'hydrogène électrolytique pourrait coûter 1,7 à 2,7 €/kgH₂. En 2025, l'ADEME [247] conclue également que l'H₂ décarboné par électrolyse est déjà plus rentable que par vaporeformage du gaz fossile avec CCS dans le raffinage, et pourrait le devenir dans la prochaine décennie pour l'ammoniac, avec un coût de production se stabilisant entre 3,4 et 5,6 €/kgH₂, selon le prix de l'électricité et sans flexibilité. En parallèle, le coût de production à partir de gaz fossile devrait augmenter dans le cas de l'augmentation du prix du CO₂ et la suppression d'aide sur le gaz (TICGN).

Par ailleurs, **les pouvoirs publics jouent un rôle majeur dans le dérisquage nécessaire au lancement des premiers projets à grand échelle**, notamment en ce qui concerne le coût des quotas d'émissions²³⁷ de CO₂, pour lequel une garantie de prix croissant et élevé sur le long terme est attendue. **L'allocation des fonds publics doit être correctement ciblée** vers un nombre restreint de projets, cohérents avec la stratégie nationale H₂, priorisée vers les usages pertinents (acier, ammoniac) pour en maximiser le taux de succès et permettre au plus vite à la filière de s'industrialiser à l'échelle nécessaire.

Conclusion

Il est donc possible de déployer une production d'hydrogène bas-carbone à l'échelle industrielle. Pour ce faire, la solution la plus prometteuse est l'électrolyse de l'eau. Elle est toutefois **gourmande en électricité**, et nécessitera donc des arbitrages en faveur des **usages prioritaires** – acier, engrais, e-fuels – pour lesquels il faudra par ailleurs orchestrer une **maîtrise des volumes**. Le déploiement à l'échelle de cette filière passe par la structuration de l'**appareil productif**, la réalisation des **recrutements adéquats**, la **sécurisation des débouchés** aval ou encore la **maîtrise du surcoût** associé. Compte tenu de la **durée** de ces projets industriels d'ampleur, un **déblocage rapide** de la situation est nécessaire en vue d'une entrée en service des premiers projets à l'horizon 2030-2035.

Contact

Rémi Calvet

Ingénieur de projet Industrie
remi.calvet@theshiftproject.org

Eric Bergé

Chef de projet Industrie
eric.berge@theshiftproject.org

Maxime Efoui-Hess

Coordinateur Industrie et Numérique
maxime.efoui@theshiftproject.org

Héloïse Lesimple

Pilote communication
et affaires publiques
Transition Robuste
heloise.lesimple@theshiftproject.org

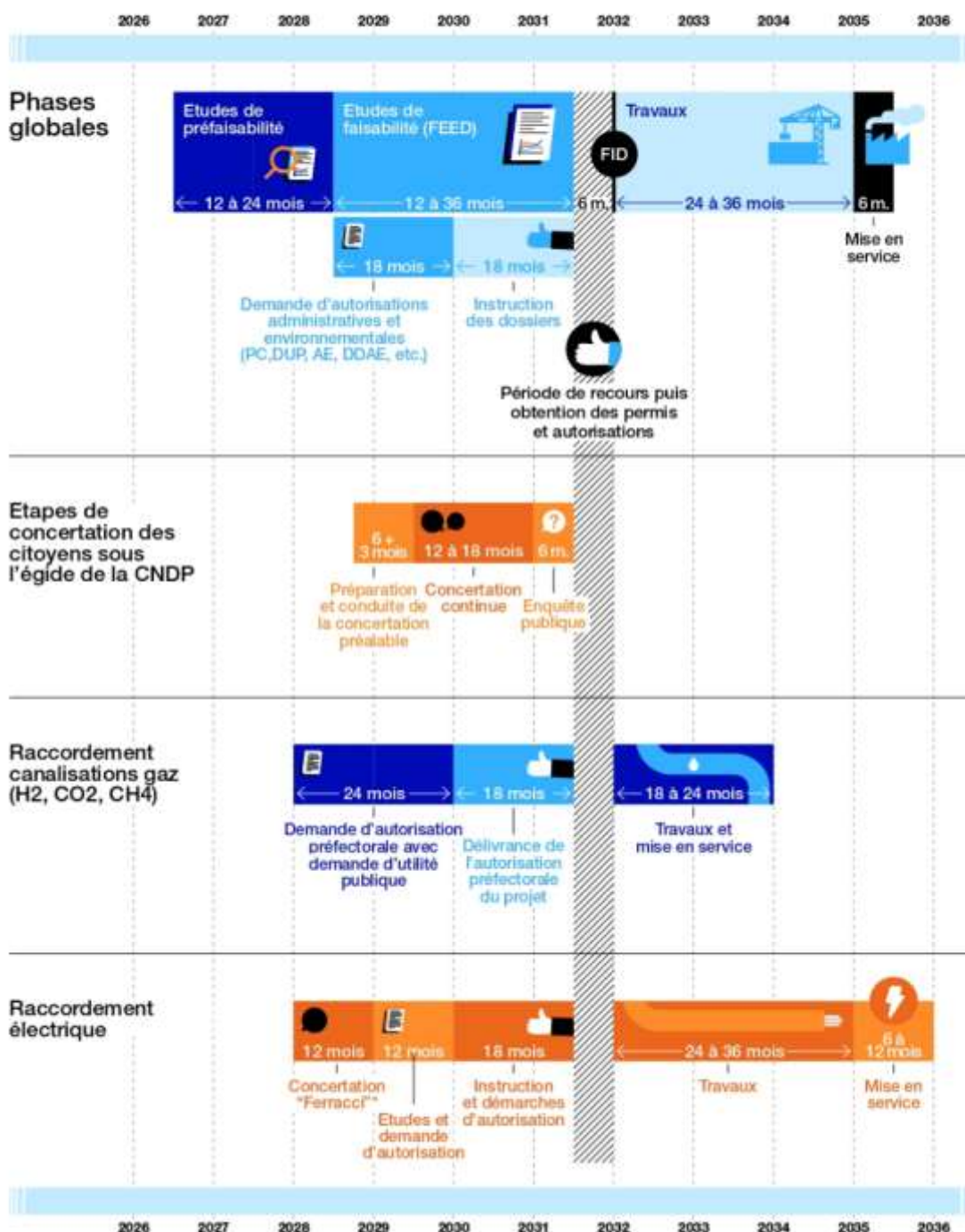
www.theshiftproject.org

²³⁶ Production des électrolyseurs 50 % du temps où le prix de l'électricité est le plus faible avec un prix moyen de 50 €/MWh, EU-ETS à 150 €/tCO₂. Dans un usage « en bande » de l'électrolyseur, soit à 90 % du temps, le prix serait de 2,3 à 3,3 €/kgH₂. Augmenter le prix de l'électricité de 25 €/MWh impliquerait une augmentation d'environ 1€/kgH₂.

²³⁷ Système d'échange de quotas d'émissions européens (SEQE/EU-ETS) fixant un prix des tCO₂e émises au-delà d'un seuil diminuant dans le temps pour inciter, cadrer et accompagner la décarbonation.

Calendrier-type d'un Grand Projet Industriel

D'après les projets et sources suivants : projet de restructuration du réseau électrique entre Chaingy et Dambron ; projets de CCS [GOCO2, Rhône Décarbonation] ; projets d'acier décarboné [AMF Décarbonation, Four EAF à Fos-sur-Mer par ArcelorMittal Méditerranée, Gravithy, Marcegaglia Fos] ; projets d'hydrogène décarboné et e-fuels [Take Kair, eM-Rhône, e-CHO].



PC : Permis de Construire — DUP : Déclaration d'Utilité Publique — AE : Autorisation d'Exploiter — DDAE : Dossier de Demande d'Autorisation Environnementale
 FID : Décision Finale d'Investissement. Lorsque les études et autorisations sont obtenues, une FID est prise par chaque maître d'ouvrage pour débloquer les fonds nécessaires à l'engagement de la phase de construction.
 "Circulaire Ferracci" : circulaire du 21 mars 2025 relative au développement des réseaux publics de transport et de distribution de l'électricité

Figure 7 : Calendrier-type d'un Grand Projet Industriel

CAPTER, STOCKER ET VALORISER LE CO₂

INDUSTRIE

DANS LE CADRE DE NOTRE
PLAN ROBUSTE POUR L'ECONOMIE FRANCAISE



Le secteur de l'industrie émet 62,4 millions de tonnes de CO₂e (MtCO₂e), soit 17 % des émissions de gaz à effet de serre françaises en 2023 [258]. Une large part de celles-ci provient de la combustion d'énergies fossiles, qu'il faut remplacer par des alternatives bas-carbone, électricité ou bioénergies, chaque fois que cela est faisable. Il faut en outre maîtriser la consommation totale d'énergie du secteur, par des gains d'efficacité d'une part et par une maîtrise des volumes aval d'autre part. **Une partie de ces émissions est cependant intrinsèquement liée aux procédés physiques ou chimiques utilisés dans l'industrie**, et peut correspondre à des usages essentiels, c'est par exemple le cas de la **production de ciment** destinée à certaines constructions neuves. Dans ce cas, **le seul moyen d'éviter ces émissions est de capter le CO₂ sur le site industriel concerné et de le stocker sous terre**. C'est ce qu'on appelle le **captage et stockage du CO₂**.

Qu'est-ce que le captage du CO₂ ?

Le Captage et Stockage du CO₂ (CSC, ou CCS pour Carbon Capture and Storage) consiste donc à capter du CO₂ puis à le transporter jusqu'à un lieu de stockage permanent (pièges géologiques²³⁸). Le CO₂ peut être capté dans les fumées en sortie de procédés industriels ou énergétiques. Il peut également être capté directement dans l'air ambiant. On parle alors de *Direct Air Capture* (DAC) qui est une méthode d'élimination du dioxyde de carbone (EDC) qui permet de générer des émissions négatives lorsqu'il est stocké (DACCS²³⁹). Une alternative consiste à valoriser le CO₂ dans diverses applications existantes (agroalimentaire, chimie...) ou futures (carburants de synthèse, chimie, carbonatation du béton²⁴⁰) : on parle alors de Captage et Valorisation du CO₂ (CVC ou CCU pour *Carbon Capture and Utilisation*).

Dans l'atmosphère, le CO₂ est peu concentré (~ 0,04 %), ce qui rend sa capture très énergivore²⁴¹ et fait du DACCS une technologie onéreuse, ce à quoi s'ajoute une maturité industrielle aujourd'hui limitée²⁴². Certains scénarios lui donnent une place complémentaire au CCS au niveau mondial [259] mais elle reste contrainte à un contexte d'énergie renouvelable abondante et à la proximité d'un site de stockage.

La capture du CO₂ vise donc avant tout les sources les plus concentrées : par exemple lors de la production d'acier, de ciment, d'ammoniac, ou encore d'énergie en centrales à biomasse où la concentration en CO₂ des fumées peut atteindre 10 à 30 %, voire bien davantage pour certains procédés précis [260].

En France, les sources de CO₂ concentrées se situent dans les activités industrielles (62,4 millions de tonnes de CO₂e (MtCO₂e), soit 17 % des émissions françaises de gaz à effet de

²³⁸ La récupération assistée d'hydrocarbures (EOR) est exclue de notre périmètre car non-compatible avec une sortie des énergies fossiles.

²³⁹ Direct Air Carbon Capture and Storage

²⁴⁰ La carbonatation du béton est un phénomène naturel au cours duquel le CO₂ présent dans l'atmosphère se diffuse dans le béton et réagit pour former du carbonate de calcium. Cela renforce la résistance mécanique du béton et le rend chimiquement plus stable. Des projets visent à accélérer ce processus pour favoriser le stockage de CO₂ dans les granulats de béton.

²⁴¹ 6,6 à 9,5 GJ/tCO₂ [391], soit 1800 à 2600 kWh/tCO₂, contre environ 1,6 à 5,8 GJ/tCO₂, soit 445 à 1600 kWh/tCO₂ pour le CCS (voir plus bas).

²⁴² Selon les technologies de DAC, le coût actuel serait d'environ 1 600-3 000 \$/tCO₂ et pourrait selon certaines estimations diminuer à 230-835 \$/tCO₂ en 2050 avec des améliorations technologiques, des projets à taille industrielle et des mesures d'aides. Dans ce cas, les prix seraient alors comparables à ceux projetés pour l'EU-ETS en 2050 de 340-704 \$/tCO₂ [429]. Le TRL (Technology Readiness Level) est de 6 à 7 [430] [259], le déploiement de cette technologie étant aujourd'hui limité à la démonstration et non à l'exploitation industrielle à une échelle nominale.

serre en 2023 [258]). **L'intérêt du CCS est de traiter les émissions dites « résiduelles »** qui n'auront pu être évitées par l'amélioration des procédés, la décarbonation de l'énergie utilisée et la maîtrise de la demande des secteurs avuls. **Le CCS intervient alors en dernier recours pour capter les émissions intrinsèques aux procédés physiques et chimiques. Ces dernières représentent 41 %²⁴³ du total des émissions industrielles [261], en l'état des technologies de production actuellement déployées.**

Par ailleurs, certains procédés industriels peuvent se décarboner en substituant une part de matières fossiles (utilisées comme combustibles ou comme matières premières) par de la biomasse (bois, déchets agricoles) ou du biométhane, selon leur disponibilité. Le CO₂ émis est alors dit « biogénique »²⁴⁴, ayant été extrait de l'atmosphère par photosynthèse lors de la croissance de la biomasse. Les installations produisant de l'énergie à partir de biomasse, comme des méthaniseurs ou des centrales énergétiques à biomasse, émettent également du CO₂ biogénique.

Lorsque le carbone biogénique est capté puis stocké géologiquement par des dispositifs CCS, on parle alors de BECCS²⁴⁵, la forme majoritaire de « puits de carbone technologiques » dans les projections mondiales à 2050 [259]. Cette application est à la fois dépendante du développement des dites installations de bioénergies et des technologies CCS pour pouvoir se déployer²⁴⁶.

Les enjeux décrits dans ce document sur les phases de transport, stockage et valorisation seront les mêmes pour les différentes applications de capture du carbone (CCS/CCU sur sites industriels, BECCS/BECCU et DACCS/DACCU).

Les étapes du CCS

Le captage du CO₂

On distingue principalement trois grands principes de captage relativement matures²⁴⁷ intervenant avant, pendant ou après la réaction de combustion émettant du CO₂. Le **captage en précombustion** intervient avant la réaction chimique en extrayant le carbone du combustible tandis que le **captage en postcombustion** se fait dans les fumées en sortie de la réaction. Enfin, le **captage par oxycombustion** concentre les fumées en CO₂ par l'introduction d'oxygène pur lors de la combustion.

Dans l'ensemble de ces cas, la quantité d'énergie mobilisée est non-négligeable au vu des quantités émises par l'industrie, variant d'environ 445 à 1 600 kWh/tCO₂²⁴⁸, avec une efficacité

²⁴³ D'après les données CCNUCC 2022 du CITEPA publiées en 2024. Incluant 15 % liées à l'acier, qui peuvent être qualifiées soit d'émissions de procédés soit d'émissions de combustion de fossile selon les sources de données, étant donné la forte intrication des procédés énergétiques et non-énergétiques dans la production d'acier.

²⁴⁴ Carbone initialement atmosphérique capté par la biomasse (végétation) et la matière organique du sol. Il est réémis lors de sa combustion ou de sa dégradation naturelle et n'a pas de contribution additionnelle à l'effet de serre s'il est intégré dans un cycle du carbone à la bonne échelle.

²⁴⁵ Bioenergy with Carbon Capture and Storage (BECCS). Si ce CO₂ est valorisé plutôt que stocké, on parle de Bioenergy with Carbon Capture and Utilization (BECCU).

²⁴⁶ Lire le chantier bioénergies

²⁴⁷ La maturité diffère selon les technologies et les sources de CO₂ (ciment, ammoniac, acier...). Elle fluctue essentiellement entre un TRL de 6 (prototype à l'échelle) et un TRL de 9 (premiers déploiements industriels) [430] [225].

²⁴⁸ Ces valeurs varient selon plusieurs paramètres, notamment la technologie et la concentration du CO₂ avant et après captage. Un tableau de synthèse des données utilisées est disponible en annexe de ce document (voir **Erreur ! Source du renvoi introuvable.. Erreur ! Source du renvoi introuvable.**). Il est à noter que, dans le cas du captage aux amines (post-combustion) et du DAC, une part importante de l'énergie est thermique : de l'ordre de 60 % pour les amines [264] et 70-80 % pour le DAC [391] [392]. Ces éléments sont cohérents avec les informations transmises lors d'entretiens d'experts dans le cadre de cette étude. Les sites industriels disposant d'une source d'énergie thermique fatale sont alors pressentis pour cette technologie.

de captage pouvant être de l'ordre de 90 % du CO₂, voire plus dans le cas de fumées très concentrées en CO₂ (vaporeformeurs, méthaniseurs). [262] [260].

A titre d'exemple, l'ADEME estimait en 2020 [260] un potentiel de CO₂ captable en France de **51 MtCO₂/an**, ce qui pourrait alors nécessiter de **23 à 82 TWh/an** supplémentaires, soit une consommation d'énergie considérable²⁴⁹. Par comparaison, le secteur agricole français consommait 46 TWh/an en 2024 [263]. Dans le cas de technologie de captage aux amines²⁵⁰ – la plus utilisée à l'échelle industrielle, environ 60 % de l'énergie nécessaire au captage est thermique [264], dont une partie pourrait être récupérée depuis de la chaleur fatale, si le site industriel en dispose. La quantité d'électricité à mobiliser correspondrait alors aux 40 % restants, soit environ **9 à 33 TWh/an** i.e. la production d'1 à 3 réacteurs nucléaires EPR2.

En plus de l'enjeu de concentration en CO₂ des fumées, la mise en place d'un système de captage dépend aussi de l'organisation des sources d'émissions sur le site industriel. En effet, ces sources sont souvent nombreuses, dispersées et de tailles variées (fours, chaudières, cheminées, etc.). Dans ces conditions, il n'est généralement ni techniquement ni économiquement viable d'équiper toutes les sources : le CCS est donc souvent limité aux plus grosses ou aux plus accessibles, ne couvrant qu'une partie des émissions du site²⁵¹.

Le transport du CO₂

Le CO₂, gazeux, liquide ou en phase dense (selon le niveau de compression et de température) peut être transporté par **camions, trains ou barges sur de courtes distances**. Le moyen le plus plébiscité reste cependant la **canalisation**. Celle-ci achemine le CO₂ jusqu'au site de stockage souterrain à terre (*onshore*) ou sous-marin (*offshore*), idéalement via une ancienne infrastructure de transport de gaz naturel ou de pétrole reconvertie pour le CO₂. En-deçà d'un certain volume²⁵², la construction ou l'exploitation d'une canalisation offshore devient rapidement très coûteux avec la distance, et le transport du CO₂ par **navires spécialisés** peut alors être privilégié par les acteurs.

Le stockage du CO₂

Le stockage du CO₂ de manière permanente s'effectue au sein de formations géologiques à une **profondeur de minimum 800 m sous la surface de la terre ou sous le plancher océanique**. Il peut s'agir d'**anciens champs de gaz ou de pétrole** déplétés, dont la géologie est bien connue et qui disposent d'infrastructures d'injection déjà déployées (plateformes, forages, puits). Leur **potentiel maximal théorique est estimé à 667 MtCO₂ en France** [265], soit plus de 10 fois les émissions de l'industrie française en 2023. Le CO₂ pourrait aussi être stocké dans des **aquifères salins profonds** pour un **potentiel en France estimé à 4 100 MtCO₂** [265]. Néanmoins, ces évaluations présentent de très fortes incertitudes, et pourraient évoluer de manière dimensionnante à la suite des études complémentaires à effectuer pour caractériser et sécuriser ces sites probables. **A ce jour, l'essentiel des projets français de CCS ambitionnent un stockage dans des sites offshore et hors de la France** (lire plus bas).

²⁴⁹ Voir la deuxième partie de ce rapport pour plus de détails sur le bouclage énergétique d'ensemble et les différents conflits d'usages qui en ressortent

²⁵⁰ L'amine est un solvant chimique permettant de piéger le CO₂

²⁵¹ Voir par exemple le cas de la sidérurgie dans le chantier acier, où de l'ordre de 50 à 70 % maximum des émissions d'une sidérurgie sont captables [242].

²⁵² D'après les entretiens d'experts réalisés dans le cadre de ce travail, le transport par navires s'impose pour des volumes inférieurs à 2 MtCO₂/an, soit l'ordre de grandeur des gros projets français actuels ; au-delà et jusqu'à 20-30 MtCO₂/an, les canalisations semblent devenir plus la solution la plus pertinente.

Quid de la valorisation et de l'usage du CO₂ ?

Le CO₂ est aujourd'hui utilisé dans plusieurs activités, bien qu'en volumes limités²⁵³. Le principal usage en est la récupération assistée des hydrocarbures (EOR), où le CO₂ injecté en sous-sol facilite l'extraction du pétrole. Le CO₂ trouve plus marginalement des applications dans l'agroalimentaire, la chimie, la pharmaceutique, la cosmétique ou encore l'agriculture. Or, cette valorisation du CO₂ n'est parfois que temporaire car limitée à la durée de vie du produit auquel il contribue²⁵⁴. Elle peut dans ce cas permettre une réduction de l'intensité carbone d'un procédé²⁵⁵, mais diffère d'une séquestration physique du CO₂. Ainsi, la valorisation sur une durée de vie quasi-permanente (recarbonation des granulats de béton) est à privilégier, idéalement avec du CO₂ biogénique. **Combiné à de l'hydrogène²⁵⁶, le CO₂ peut permettre la production de molécules de synthèse telles que le e-méthanol pour la chimie ou les carburants de synthèse (*e-fuels*), en particulier pour la décarbonation de secteur difficilement électrifiables, comme l'aviation²⁵⁷, le maritime et le transport lourd. Mais ces applications sont extrêmement intenses énergétiquement : la consommation énergétique nécessaire pour la production d'hydrogène décarboné est importante, de l'ordre de 5 fois celle pour capter ce CO₂, qui est déjà très élevée au vu des volumes à capter nécessaires²⁵⁸. A l'échelle des secteurs aérien et maritime, l'ADEME estime que les besoins en électricité pour la production de ces e-fuels pourraient être de l'ordre de 116 à 175 TWh par an en 2050 [266]. Ces volumes d'électricité entreront en **concurrence avec d'autres applications ayant recours à l'électrification directe** comme la mobilité routière ou le chauffage, où l'électrification est nettement plus efficace que pour les carburants de synthèse. Pour plus de détails sur ces enjeux, lire le chapitre sur le secteur aérien, ainsi que les éléments relatifs aux conflits d'usage sur l'électricité bas-carbone dans la deuxième partie de ce rapport.**

Les enjeux du déploiement du CCS

Les projets de captage et transport terrestre annoncés en France²⁵⁹ sont portés par de grandes entreprises françaises au rayonnement international : industriels (ciment, chaux...), énergéticiens et opérateurs de réseaux, chimistes. Pour les étapes *offshore* (transport, stockage) des projets européens connus à date, ces opérations sont globalement assurées par des acteurs étrangers.

Il n'existe aujourd'hui qu'une seule infrastructure de captage, de transport et de stockage à l'échelle industrielle en Europe, « Northern Lights » en Norvège, dont les premières injections viennent de commencer et visent 5 MtCO₂/an d'ici mi-2028. Le défi est donc de développer ces infrastructures suffisamment rapidement pour que les premières tonnes de CO₂ puissent être captées puis stockées à horizon 2030. Cela suppose de

²⁵³ Environ 0,8 MtCO₂/an en France et 230 MtCO₂/an dans le monde [425], à comparer au 38 600 MtCO₂ d'émissions dans le monde en 2024.

²⁵⁴ La molécule de CO₂ intervient dans la création d'un nouveau produit (aliment, carburant, plastique...). Si ce produit est consommé ou dégradé, par exemple par combustion, alors le CO₂ est relâché à l'atmosphère et contribue à nouveau au changement climatique.

²⁵⁵ En faisant l'hypothèse que l'opération de valorisation n'émet pas de gaz à effet de serre, la molécule de CO₂ captée puis valorisée est utilisée deux fois plutôt que deux molécules utilisées une seule fois. La molécule de CO₂ captée est par exemple émise pour la production d'une tonne de ciment, puis elle est réutilisée pour la production d'une tonne de carburant de synthèse [425].

²⁵⁶ Lire Chantier n°12 : Massifier la production d'hydrogène bas-carbone

²⁵⁷ Lire Chantier n°5 : Décarboner le secteur aérien

²⁵⁸ Comme indiqué en note précédemment, le captage de 51 MtCO₂/an pourrait nécessiter environ 23 à 82 TWh/an, soit de l'ordre de 51 TWh/an en considérant une valeur moyenne de 1000 kWh/tCO₂ captée. En outre, la production d'une tonne d'hydrogène (H₂) par électrolyse requiert 5500 kWh/tH₂ – lire le chantier hydrogène (H₂). La production d'une tonne de e-SAF nécessite environ 3 tCO₂ et 0,5 tH₂ [436].

²⁵⁹ Liste non-exhaustive : Callisto, GOCO₂, CarboClearTech, Rhône Décarbonation, Cap Décarbonation, Projet 3D, Pycasso

surmonter de nombreux obstacles en termes de capacité de stockage disponibles, de coût, de cadre réglementaire et de marché, ainsi que d'acceptabilité sociétale.

Capter le CO₂ : Un surcoût énergétique non-négligeable et une filière à structurer

Le premier défi est celui de la disponibilité énergétique : **la consommation électrique associée au captage peut multiplier par 5 celle de la production de ciment**, ou d'acier, par exemple²⁶⁰. Il nous faut donc disposer de suffisamment d'électricité bas-carbone pour cela, alors même que le rythme de déploiement de nos moyens de production électrique ne peut être arbitrairement élevé²⁶¹, et il nous faut être en mesure de raccorder à temps les sites industriels concernés au réseau électrique avec les puissances requises. Tout ceci dans un contexte où les besoins additionnels en électricité bas-carbone seront nombreux, dans l'industrie – lire nos chantiers acier bas-carbone et hydrogène bas-carbone – et dans les autres secteurs – lire nos chantiers voiture électrique, camion électrique, pompes à chaleur ou encore centres de données. **Cela fait courir un risque de conflit d'usage sur la ressource en électricité bas-carbone.**

Un accès à un stockage sûr et pérenne qui reste à confirmer

L'existence de sites de stockage de CO₂ ainsi que leur capacité, leur accessibilité et leur sûreté pose un enjeu fort pour la filière, notamment en France, où aucun site de stockage n'est à ce jour exploitable²⁶² [260].

Les quelques sites dont la géologie est mieux connue, comme les réservoirs déplétés, devront faire l'objet d'études et de développement pendant 8 à 10 ans avant de voir leur potentiel confirmé puis de procéder, le cas échéant, à leur mise en service²⁶³. Les sites encore peu connus, comme les aquifères salins profonds hors structure, nécessitent une phase supplémentaire de 3 à 5 ans à une maille plus locale, afin de mieux cibler les sites à étudier et ceux capables de stocker le CO₂ de manière pérenne.

A défaut, les industriels français doivent réserver des capacités de stockage auprès des quelques sites opérationnels ou au potentiel confirmé en Europe. A ce titre, des accords entre la France et les pays possesseurs de ces sites ont été conclus [267]. La quasi-totalité des sites actuels se situent en Mer du Nord (Norvège, Suède, Belgique, Pays-Bas, UK)²⁶⁴, et marginalement en Mer Adriatique (Italie)²⁶⁵. Les sites de stockages français doivent, quant à eux, encore être précisés et sécurisés via des projets d'injections pilotes pour permettre aux industriels français d'y stocker leur CO₂. Ces sites présenteront l'avantage d'être ²⁶⁶ plus accessibles que les ceux disponibles aujourd'hui en Europe.. Sans compter qu'à l'échelle

²⁶⁰ A titre d'exemple, une cimenterie consomme en moyenne 115 kWh/t de ciment produit (de 70 à 160 kWh/t) et émet 614 kgCO₂/t de ciment [434]. Le captage de ces émissions (avec un taux de captage de 90 % [242]) engendrerait donc une consommation électrique additionnelle (1000 kWh/tCO₂, voir partie **Erreur ! Source du renvoi introuvable.. Erreur ! Source du renvoi introuvable.**) de 500 kWh/t. Pour produire de l'acier par la voie haut-fourneau, 159 kWh/t d'acier sont consommées, et 1,8 tCO₂/t d'acier sont émises. Les 50 à 70 % de CO₂ captables (voir **Erreur ! Source du renvoi introuvable. - Erreur ! Source du renvoi introuvable.**) requièrent donc une consommation additionnelle d'environ 1 020 kWh/t d'acier (lire le chantier acier).

²⁶¹ Lire les chantiers sur les énergies renouvelables et sur le nucléaire.

²⁶² Le site de Lacq dispose d'un stockage d'hydrocarbures déplété ayant fait l'objet d'une expérimentation réussie mais réfutée par des oppositions locales, ne permettant pas son passage à l'échelle industrielle.

²⁶³ Durée et chronologie des principales étapes [426] : sélection du site (1 an) ; caractérisation du site via des tests et modélisations visa à confirmer sa qualité (3 ans) ; conception et construction du stockage (3-5 ans) ; opération (30 ans) ; fermeture (5 ans).

²⁶⁴ IOGP CO₂ storage map September 2025 [433]

²⁶⁵ Le projet Ravenna vise à stocker du CO₂ dans un champ de gaz déplété en Mer Adriatique et le projet Callisto consiste à raccorder la zone industrielle de Fos-sur-Mer à Ravenne [433].

²⁶⁶ Le stockage en site onshore est 2 à 3 fois moins cher que celui en site offshore pour un site équivalent [247].

européenne et en l'absence de décisions finales d'investissements sur de nombreux projets, **il existe un risque que les besoins de stockage à horizon 2030 dépassent les capacités opérationnelles disponibles, engendrant des tensions sur l'accès** [268]^[OBJ].

Les délais pour sécuriser et mettre en service un site de stockage sont à mettre en regard de ceux du déploiement de projets de captage. Les temporalités observées sont de l'ordre de 1 à 2 ans pour la définition du projet via une coordination en interne et des études de préfaisabilité, 2 à 3 années d'études détaillées et de procédures administratives (permis, autorisations), puis environ 3 années de construction, menant à un total de 5 à 10 ans. Si de premiers projets de captage pourraient voir le jour à horizon 2030 en France, une accélération des recherches de sites de stockage français est nécessaire à court terme pour espérer atteindre les objectifs de stockage de CO₂ et servir ces projets de captage français.

Transporter le CO₂ jusqu'au stockage : un cadre à clarifier, notamment à la maille européenne

L'absence de régulation du transport du CO₂ et de cadre de marché nuit à la structuration de la filière, notamment du fait du manque de clarté sur la responsabilité des émissions en cas de fuite de CO₂ à chaque étape de la chaîne de valeur (captage, transport, stockage), ainsi que sur la période de responsabilité de chaque acteur (par exemple en cas de saturation précoce du site de stockage).

Par ailleurs, la présence d'impuretés dans le gaz transporté peut dégrader les infrastructures de transport et de stockage. Il est donc nécessaire de définir les spécifications standard du gaz (composition) attendues pour chaque infrastructure. Ceci, en particulier lorsqu'elles communiquent entre elles dans une logique de réseau européen de CO₂ ou de convergence des flux, depuis les sites de captage diffus vers un site de stockage centralisé. En l'absence de norme à ce niveau de précision²⁶⁷, **il n'existe pas aujourd'hui d'alignement entre les standards très contraignants (sur le niveau d'impuretés du CO₂) imposés directement par les porteurs de projets de stockage et le niveau d'effort que le reste des filières est prêt à fournir dans le traitement initial du CO₂ capté.** Ce désalignement pourrait fortement nuire à la viabilité des projets de CCS dans leur ensemble²⁶⁸. Ces interrogations font l'objet d'études approfondies pour déterminer des spécifications du gaz plus réalistes et adaptées, mais les laboratoires spécialisés en mesure d'assurer les tests nécessaires restent très peu nombreux en Europe²⁶⁹.

Des projets dont l'adhésion reste à construire

Au-delà des obstacles énergétiques, techniques et économiques, **la filière CCS voit son acceptabilité et désirabilité régulièrement questionnée.** En effet, les projets font régulièrement l'objet d'interrogations sociétales et politiques quant au niveau de transparence et de complétude du bilan carbone et environnemental de chaque projet. Une analyse de cycle de vie complète et certifiée de la filière est nécessaire pour clarifier ces impacts et uniformiser

²⁶⁷ Le Protocole de Londres de l'Organisation Maritime Internationale est le seul traité international encadrant le stockage géologique sous-marin de CO₂, mais il ne couvre pas le besoin de spécifications précises sur la composition du CO₂ transporté. De même pour les normes industrielles ISO 27913, encadrant le transport du CO₂, et CEN/TC 474, encadrant son captage, transport et stockage.

²⁶⁸ A date, le projet de stockage Northern Lights est un des seuls projets en Mer du Nord et impose des spécifications du gaz très contraignantes qui nécessiteraient des coûts de traitement du CO₂ bien supérieurs à ceux envisagés et acceptables pour les industriels intéressés par ce site.

²⁶⁹ 1 laboratoire en Norvège (IFE), 1 laboratoire en France à l'IFPEN. Par ailleurs, ces tests, qui permettraient de confirmer un usage viable et sûr d'un CO₂ présentant davantage d'impuretés, donc moins cher, ont bénéficiés de fortes subventions en Norvège, où ils ont été réalisés à ce jour.

les résultats entre les différents projets afin d'en assurer le respect des conditions de pertinence. Des questionnements portant sur la sécurité et la gestion des risques sont également réguliers, en particulier pour le stockage et *a fortiori onshore*, en dépit de l'existence d'une Directive européenne et d'un cadre français²⁷⁰ pour cette activité. A nouveau, la définition d'un cadre pour ces pratiques, notamment le commerce du CO₂, permettrait de statuer sur plusieurs points et d'éclairer certains doutes, facilitant les discussions et débats locaux encadrant le déploiement de ces projets.

Structurer la demande des secteurs aval pour rendre possible la décarbonation de la production des matières premières

Le coût du CCS reflète les défis physiques et techniques du procédé, parmi lesquels l'enjeu central de la phase de captage et de sa dépendance forte à la disponibilité énergétique²⁷¹. Le coût du CCS²⁷² 'se répartit *grosso modo* en 35 % pour le captage, 20 % pour le stockage, 20 % pour le transport maritime, 15 % pour le transport par canalisations et 10 % pour le conditionnement du CO₂ (liquéfaction et stockage temporaire). Il dépend fortement du prix de l'électricité. Comme pour tous les projets électro-intensifs de la transition industrielle [228], **l'absence de garantie sur la disponibilité pérenne d'une électricité abondante et bon-marché limite la capacité des investisseurs et industriels à disposer d'une vision de long terme**, indispensable pour mobiliser les capitaux nécessaires.

Parmi les leviers existants, cette vision de long terme pourrait par exemple s'appuyer en partie sur le mécanisme de l'ETS²⁷³, qui attribue annuellement aux industriels des quotas d'émissions gratuits dans un volume décroissant jusqu'en 2034²⁷⁴. Mais dans ce cas, à l'instar du prix de l'électricité, cela nécessiterait a minima de donner aux industriels une **vision de long terme sur le prix du CO₂** avec un prix suffisamment élevé pour compenser les investissements à faire dans la décarbonation.

La structuration d'une demande aval pour les produits décarbonés est indispensable pour garantir les débouchés de la filière CCS. Sans cadre permettant de favoriser l'émergence des produits finaux décarbonés a minima au sein de l'espace européen²⁷⁵, les mécanismes de structuration actuels de la demande risqueraient de ne pas permettre à l'industrie lourde

²⁷⁰ La [directive européenne 2009/31/CE](#) établit un cadre juridique pour le stockage géologique du CO₂ et fixe des règles en matière d'octroi de permis pour garantir la sécurité et l'intégrité environnementale du stockage de carbone. Cette directive a été transposée en droit national par la loi Grenelle 2, votée et promulguée en 2010. Plus globalement, les activités de stockage sont largement encadrées (ICPE, loi, Code minier, voir [435] page 22).

²⁷¹ Dans le cadre des entretiens réalisés au cours de ces travaux, les industriels interrogés et impliqués dans des projets de CCS constatent une hausse conséquente des prix sur l'ensemble de la chaîne de valeur depuis plusieurs années, notamment pour l'opération de captage et celle de stockage (jusqu'à une multiplication par 3 des coûts de captage et de stockage en 5 ans). Cela peut résulter de la découverte de nouvelles difficultés techniques impliquant des opérations plus coûteuses que prévu, mais aussi de la structuration de la filière autour d'un nombre restreint d'acteurs dans un marché du CO₂ non-régulé.

²⁷² Évalué par les industriels émetteurs, d'après les entretiens d'experts réalisés dans le cadre de ces travaux, à un coût de l'ordre de 200 à 250 €/tCO₂, soit deux fois celui anticipé par l'ADEME en 2020 [8]. Cette valeur reste cohérente avec la valeur de l'action pour le climat (VAC) en 2025 de 256 €₂₀₂₃ et celle à échéance 2030 de 300€₂₀₂₃ [427], signifiant que, au premier ordre, toutes les actions d'atténuation coûtant moins de 300 € par tonne de CO₂e abattue en 2030 méritent d'être engagées.

²⁷³ Système d'échange de quotas d'émissions (ou ETS en anglais) concernant plusieurs activités telles que la production d'électricité, le raffinage de pétrole, la production de coke, la sidérurgie, la cimenterie, la production de verre et plusieurs secteurs de la chimie (ammoniac, acide nitrique...).

²⁷⁴ Ce mécanisme leur impose donc de payer les émissions additionnelles. En revanche, en émettant moins que prévu, chaque industriel peut revendre ses quotas. Ces quotas s'échangeant aujourd'hui à environ 80 €/tCO₂, (valeur de l'indice *EU Carbon Permits* sur le site [tradingeconomics.com](#)) ils sont loin de couvrir le surcoût du CCS ou d'autres moyens de décarbonation. Des mécanismes de contrats pour différences (CCfD) sont envisageables, à l'instar du SDE++ néerlandais. L'Etat français a proposé un appel d'offres pour les Grands Projets Industriels de Décarbonation (GPID) en 2025 sur ce principe. Des mécanismes de contrats pour différences (CCfD) sont envisageables, à l'instar du SDE++ néerlandais. L'Etat français a proposé un appel d'offres pour les Grands Projets Industriels de Décarbonation (GPID) en 2025 sur ce principe.

²⁷⁵ Par exemple, l'importation en UE d'acier produit hors-UE sera aujourd'hui « taxée » sur le volume d'émissions de CO₂ pour la production de cet acier. En revanche, un produit aval tel qu'une voiture importée en UE et fabriquée à partir d'acier ne se verra pas « taxée » sur la part d'acier qu'elle comporte. Il y a donc un risque de contournement [428].

décarbonée d'alimenter l'industrie aval, prise de court par des produits finaux plus carbonés mais moins chers. La question de la répartition du surcoût dû au CCS est à étudier entre les acteurs concernés (industriels, Etat, consommateurs finaux) pour permettre l'émergence de la filière. Reporter le surcoût induit par le CCS sur le prix du produit final aurait un impact très différent selon les produits²⁷⁶.

Conclusion

Il est donc possible de développer le captage et la séquestration de carbone. Cela nécessitera toutefois des **quantités abondantes d'électricité** bas-carbone, dans un contexte de probable conflit d'usage d'ici à 2050. Cela demandera également un accès garanti à des **sites de stockage** sûrs, disponibles suffisamment vite. Cela passera en outre par un **alignement des acteurs sur le transport**, notamment sur les **spécifications des impuretés** acceptables. De tels projets devront aussi réunir une **adhésion** suffisamment large, leur acceptabilité étant aujourd'hui loin d'être acquise. Enfin, le CCS se traduira par un **surcoût** qui doit d'une part être **maîtrisé**, notamment via des **prix de l'électricité bas et stables** et/ou des **prix du CO₂ élevés et prévisibles**, et d'autre part être **réparti de manière acceptable** entre les acteurs – industriel, secteurs avals, consommateur final, Etat...

Contact

Rémi Calvet

Ingénieur de projet Industrie

remi.calvet@theshiftproject.org

Eric Bergé

Chef de projet Industrie

eric.berge@theshiftproject.org

Maxime Efoui-Hess, coordinateur Industrie et Numérique

maxime.efoui@theshiftproject.org

Héloïse Lesimple

Pilote communication et affaires publiques Transition Robuste

heloise.lesimple@theshiftproject.org

www.theshiftproject.org

²⁷⁶ Suivant le contenu carbone des matières produites (ciment, acier etc.) et la part du coût des matières premières dans le produit final (ouvrages d'art, ponts [432], bâtiment, automobile etc.).

TRANSFORMER LA GESTION DE L'AZOTE

AGRICULTURE

DANS LE CADRE DE NOTRE
PLAN ROBUSTE POUR L'ECONOMIE FRANCAISE



Introduction

Principal facteur limitant de la croissance végétale, l'azote (N) joue un rôle clef dans les systèmes agricoles et alimentaires. S'il se trouve en abondance dans l'air (78 % du volume) sous forme de diazote (N₂), les plantes ne peuvent l'assimiler qu'à l'état minéral²⁷⁷. Les légumineuses²⁷⁸ font figure d'exception : elles sont capables d'établir des symbioses avec des bactéries du sol (*Rhizobium*)²⁷⁹ qui s'attachent ensuite à convertir l'azote de l'air en azote « réactif » mobilisable par la plante. Ce processus de « fixation symbiotique » des légumineuses **constitue la principale entrée naturelle d'azote dans les systèmes agricoles** [269].

L'autre voie d'incorporation repose sur la production et l'épandage d'engrais azotés de synthèse. Issus du procédé Haber-Bosch²⁸⁰, ils fournissent actuellement près de 80 % de l'azote utilisé actuellement. Cependant, leur production mobilise du gaz naturel, aussi bien en qualité de matière première lors du vaporeformage²⁸¹ que de combustible. Outre cette dépendance au gaz fossile, les engrais de synthèse sont aussi directement source d'importantes émissions de GES (7,7 MtCO₂e en 2022²⁸² [270]) comme de pollutions atmosphériques (ammoniac²⁸³, oxydes d'azote) et aquatiques (eutrophisation et pollution aux nitrates des cours d'eau).

A cela s'ajoutent divers apports liés au recyclage de l'azote²⁸⁴ (déjections animales, boues de stations d'épuration, composts, digestats...). Ces matières recyclées doivent toutefois passer par une phase naturelle de minéralisation (décomposition par les micro-organismes du sol) avant d'être disponibles pour les plantes.

Le recours généralisé aux engrais azotés de synthèse s'est progressivement imposé à partir de la seconde moitié du XX^e siècle. S'il a contribué à une hausse spectaculaire des rendements, il s'est également accompagné d'une déconnexion croissante entre les zones de grandes cultures et les territoires d'élevage. La gestion de l'azote apparaît ainsi étroitement liée à l'évolution des systèmes d'élevage²⁸⁵, à la place accordée aux légumineuses, ainsi qu'aux tensions sur la fertilisation²⁸⁶ parfois rencontrées en agriculture biologique, les engrais de synthèse y étant proscrits.

²⁷⁷ Sous forme de nitrates (NO₃⁻) voire d'ammonium (NH₄⁺)

²⁷⁸ L'analyse sera focalisée sur les légumineuses utilisées en contexte agricole, à savoir principalement les Faboïdées, qui regroupent les légumineuses à graines (lentille, féverole, soja...) et de prairies (luzerne, trèfle, vesce...), et les Mimosoïdées, qui comprennent certains arbres-légumineuses (acacias, robiniers...) présents dans les haies ou les dispositifs d'agroforesterie.

²⁷⁹ Les bactéries du sol du genre *Rhizobium* sont capables d'établir des symbioses avec les légumineuses en provoquant la formation d'excroissances racinaires (nodosités) dans lesquelles elles se logent. Outre les *Rhizobium*, ils existent également dans les sols des bactéries fixatrices d'azote dites « libres » capables de fixer et de rendre l'azote atmosphérique disponible à proximité des racines des végétaux (bactéries diazotrophes de type *Azotobacter* ou *Pseudomonas*).

²⁸⁰ Mis au point en 1909, le procédé Haber-Bosch permet de fixer l'azote de l'air en le faisant réagir avec de l'hydrogène.

²⁸¹ Procédé de production d'hydrogène à partir de méthane, en présence de vapeur d'eau, à haute température et sous haute pression.

²⁸² Il s'agit ici des émissions de GES liées à l'épandage des engrais azotés de synthèse

²⁸³ Les émissions d'ammoniac, principalement d'origine agricole (94 % des émissions totales), se transforment dans l'air en particules fines (PM_{2.5}), très nocives pour les poumons. C'est un enjeu sanitaire majeur puisque, d'après Santé Publique France, l'exposition aux particules fines causerait près de 40 000 décès prématurés chaque année [442]

²⁸⁴ La quasi-totalité de l'azote recyclé a initialement été incorporé soit par les légumineuses, soit par des engrais de synthèse

²⁸⁵ Voir notre Chapitre n°15 : Permettre le maintien et la transition vers des systèmes d'élevages résilients et bas carbone

²⁸⁶ Il existe en effet un lien entre le mouvement de spécialisation et le fait que les systèmes conduits en agriculture biologique puissent se retrouver en manque d'azote.

Les transformations cruciales à engager

Étendre les surfaces de légumineuses

L'extension des surfaces de légumineuses constitue un levier majeur et consensuel pour réduire la dépendance des systèmes agricoles aux engrais azotés de synthèse. Cela tient à leur pouvoir de fixation symbiotique, leur permettant d'être cultivées en l'absence d'apports azotés externes. Cette « indépendance » azotée se double d'un effet fertilisant exercé sur les cultures compagnes et suivantes²⁸⁷ ²⁸⁸. A ce titre, il est particulièrement intéressant de recourir à des cultures associées céréales – légumineuses, ou de faire précéder une culture de céréales par celle d'une légumineuse²⁸⁹, afin de réduire les besoins en fertilisation synthétique.

Les légumineuses fourragères (luzerne, trèfle, sainfoin...) présentent le potentiel de fixation symbiotique le plus élevé, compris **entre 150 et 200 kg d'azote réactif par ha et par an**, tandis que les légumineuses à graines (soja, lentille, pois chiche...) peuvent apporter **entre 50 et 130 kgN/ha/an**²⁹⁰. En cela, leur redéploiement à grande échelle permettrait d'importantes économies d'engrais azotés de synthèse, et par extension, une réduction des émissions de gaz à effet de serre (plus précisément de N₂O) et d'autres impacts environnementaux et sanitaires (baisse des émissions de NH₃ et de NO_x) qui leur sont associés. Le potentiel d'expansion des légumineuses est conséquent, puisqu'elles n'occupent aujourd'hui qu'une place modeste au sein des grandes cultures (0,58 Mha, soit 4 % des surfaces) et des prairies (1,7 Mha, soit 15 % des surfaces²⁹¹). Elles sont surtout représentées dans les systèmes conduits en agriculture biologique²⁹².

Outre l'azote, une réintroduction d'ampleur des légumineuses s'accompagnerait d'autres services éco-systémiques : amélioration de la santé des sols²⁹³, diversification du paysage cultivé, effet d'attraction sur les pollinisateurs, gains d'autonomie protéique pour les élevages, source de protéines alimentaires... Ces deux derniers points tiennent à l'un des atouts majeurs des légumineuses : leur richesse en protéines végétales²⁹⁴. Cette propriété les rend stratégiques, aussi bien pour l'alimentation humaine, en tant que substitut potentiel aux protéines carnées, que pour l'alimentation animale, en permettant de subvenir aux besoins des troupeaux avec des protéines locales. C'est un enjeu critique pour les élevages français, actuellement très dépendants d'importations de tourteaux de soja venus d'Amérique du Sud,

²⁸⁷ La culture compagne (ou culture associée) est une pratique agricole visant à planter sur une même parcelle, au moins deux espèces simultanément pendant une période significative de leur croissance. Les cultures suivantes, quant à elles, désignent les cultures implantées en succession d'une autre culture (par exemple un colza semé après un blé).

²⁸⁸ L'effet fertilisant de la légumineuse est plus faible pour une culture compagne (cultivée en même temps) que pour une culture suivante, dans la mesure où l'azote fixé reste majoritairement dans la légumineuse en développement et ne devient disponible pour les autres plantes qu'après sa destruction, sous l'action de la minéralisation de ses résidus (racines, nodules et feuilles). Il y a toutefois un phénomène de "complémentarité de niche" qui fait que la légumineuse cultivée en association avec une céréale s'appuiera massivement sur l'azote de l'air pour laisser la céréale puiser l'azote minéral disponible dans le sol.

²⁸⁹ La légumineuse précédant la céréale peut avoir été aussi bien introduite sous forme de couvert intermédiaire que d'une culture principale.

²⁹⁰ Ce potentiel différencié s'explique notamment par le caractère pérenne des légumineuses fourragères citées, cultivées et actives toute l'année. Cette croissance plus longue favorise une production accrue de biomasse, et par extension, une fixation d'azote plus importante.

²⁹¹ Il y a actuellement environ 300 000 ha de prairies artificielles avec légumineuses (culture monospécifique), l'équivalent de 600 000 ha de légumineuses au sein des prairies temporaires et l'équivalent d'environ 800 000 ha de légumineuses au sein de « surfaces toujours en herbe », soit environ 1,7 M d'équivalent en hectares de légumineuses [443]

²⁹² Cela s'explique par le fait que les systèmes bio refusent de recourir aux engrais de synthèse, ce qui suppose de miser fortement sur les légumineuses et les fertilisants organiques pour assurer la nutrition azotée des cultures.

²⁹³ Il est question ici notamment de la fertilité des sols et de leur capacité de rétention de l'eau et des nutriments essentiels (azote, phosphore...) plus élevée du fait du vaste système racinaire déployé par les légumineuses.

²⁹⁴ Les légumineuses comptent parmi les produits végétaux les plus protéinés (richesse protéique oscillant entre 18 et 42 %, soit 2 à 3 fois plus que pour les cultures céréalières).

ce qui soulève des questions de souveraineté comme de résilience climatique et environnementale, ce soja importé étant source de déforestation et d'émissions indirectes de GES (3,7 MtCO₂e en 2020).

Décarboner et optimiser l'utilisation des engrais azotés de synthèse

Si leur consommation doit être fortement réduite d'ici 2050, il paraît complexe de s'affranchir complètement des engrais azotés de synthèse²⁹⁵. Problème majeur : leur fabrication repose sur le gaz naturel et représente aujourd'hui une part essentielle des émissions indirectes de GES du secteur agricole (10 MtCO₂e en 2021 [271], soit 41 % des émissions indirectes du secteur). Dans ce contexte, certains industriels travaillent à de nouveaux procédés susceptibles de **décarboner leur production en produisant l'ammoniac à partir d'hydrogène décarboné**²⁹⁶ (électrolyse de l'eau via une électricité bas-carbone). D'autres envisagent de **poursuivre la fabrication d'ammoniac à partir de gaz naturel, voire à terme de biogaz** [272], mais de **capter le CO₂ émis par le procédé**. En parallèle, une **logique d'optimisation peut être poursuivie afin d'améliorer l'efficacité des apports en d'azote et la résilience des pratiques de fertilisation**. Plusieurs stratégies sont à l'œuvre, parmi lesquelles l'adoption de fertilisants minéraux moins émetteurs de GES, notamment les ammonitrates²⁹⁷, ou moins porteurs de molécules polluantes²⁹⁸, le recours à des outils d'aide à la décision (OAD) tels que N-tester ou l'optimisation des épandages d'azote, en visant un apport mieux ciblé permettant de maintenir le rendement avec moins d'engrais. Il y a notamment le principe des « 4R »²⁹⁹ : le bon engrais, à la bonne dose, au bon endroit et au bon moment. Le COMIFER (Comité Français d'étude et de développement de la fertilisation raisonnée) produit des références méthodologiques pour le pilotage de l'azote en la matière.

Accroître le recours aux couverts végétaux (CIPAN, CIVE, engrais vert...)

Les couverts végétaux renvoient à des plantes semées entre deux cultures principales dans l'optique de couvrir le sol et de répondre à d'autres objectifs variés : prévenir la pollution nitrique de l'eau, fournir une biomasse valorisable sous forme énergétique.... **Le déploiement de ces couverts constitue un autre levier agronomique précieux pour améliorer la gestion de l'azote**. Plusieurs modes d'implantation existent selon l'objectif visé.

D'une part, on retrouve les **CIPAN (cultures intermédiaires « pièges à nitrates »)**. Rendues obligatoires depuis 1991 par la *Directive Nitrates* dans les zones vulnérables, ces cultures visent à utiliser les excédents d'azote dans les sols en sortie d'hiver pour éviter qu'ils ne soient lixiviés³⁰⁰ et entraînent des pollutions des masses d'eau (rivières, nappes phréatiques...) aux nitrates³⁰¹. Cette directive s'applique aujourd'hui à l'essentiel des zones de grandes cultures (Bassin parisien, Hauts-de-France...)³⁰². Si le potentiel de déploiement reste encore

²⁹⁵ La réduction du recours aux engrais azotés de synthèse est de l'ordre de 70 % dans le scénario de conciliation du Shift Project.

²⁹⁶ Voir Chantier n°12 : Massifier la production d'hydrogène bas-carbone

²⁹⁷ Si les émissions lors de la fabrication des engrais sont sensiblement équivalentes, on constate à l'épandage un facteur de l'ordre de 40 % entre émissions de l'ammonitrate 27 (5,18 kgCO₂e/kgN) et celles de l'urée (7,62 kgCO₂e/kgN), la solution azotée présentant une valeur intermédiaire (6.86 kgCO₂e/kg N)

²⁹⁸ Il y a notamment l'enjeu de la teneur en cadmium dans les engrais phosphatés de synthèse, source de pollution des sols, de l'eau voire de l'alimentation humaine.

²⁹⁹ Right source, right rate, right place, right time and right place

³⁰⁰ La lixiviation désigne un processus naturel par lequel une partie des nitrates du sol sous forme d'azote, sont entraînés par l'eau de pluie qui s'infiltre dans les sols, vers les nappes souterraines (nappes phréatiques) et les eaux en surfaces (rivières).

³⁰¹ Les nitrates sont une forme minérale de l'azote dont la présence excessive dans les masses d'eau altère leur qualité et peut les rendre impropres à la consommation (seuils de non-potabilité franchis)

³⁰² Cela concerne à titre d'exemple 19 % des surfaces agricoles dans les Hauts-de-France en 2017, et le chiffre s'élève à 26 % si on intègre les repousses laissées plus ou moins longtemps durant l'interculture : [444]

important³⁰³, la pratique n'est pas généralisable à toutes les rotations et rencontre des limites techniques. Celles-ci comprennent l'incertitude climatique (manque d'humidité à l'automne) ou le manque de maturité technique et de maîtrise de ces couverts par les agriculteurs. Différents axes de progrès sont ainsi identifiés par les experts consultés : précocifier les semis (de 2 à 4 semaines), engager des efforts de sélection variétale sur les couverts, mieux valoriser économiquement le carbone stocké...

D'autre part, des **CIVE (cultures intermédiaires à vocation énergétique)** peuvent également être déployées, mais cette fois en vue d'alimenter un méthaniseur pour la production de biogaz. Leur contribution à la fertilisation azotée des sols est indirecte et variable, selon leur composition, en particulier la part de légumineuses, et le niveau de restitution des digestats³⁰⁴.

D'autres logiques existent également en interculture, à l'image des **engrais verts**, principalement constitués de légumineuses, implantés pour réduire les besoins en azote de la culture suivante.

Par-delà l'azote, les externalités positives des couverts sont nombreuses : amélioration de la santé du sol (richesse en matière organique, meilleure rétention de l'eau et des nutriments essentiels), limitation du ruissellement, stimulation de la biodiversité, concurrence avec les mauvaises herbes, contribution au stockage de carbone... La manifestation de ces co-bénéfices dépend toutefois d'un facteur clef, à savoir le niveau de production de biomasse, caractérisé notamment par la densité et la hauteur du couvert.

Améliorer le recyclage de l'azote

Le recyclage de l'azote constitue une autre piste prometteuse pour réduire la dépendance aux engrais de synthèse. **Trois grands leviers se dégagent : le recyclage des déjections animales, des excréta humains et des digestats issus de la méthanisation.**

Dans le cas des **déjections animales**, un meilleur recyclage de l'azote passerait par la reconnexion, dans une certaine mesure, des productions végétales et animales. Cela revient à recréer un cycle dans lequel les effluents d'élevage sont utilisés pour alimenter les cultures en azote, en minimisant les pertes. Cette dynamique augmenterait par exemple la disponibilité en effluents organiques dans les territoires céréaliers, ou à l'inverse, réduirait les surplus déstabilisateurs³⁰⁵ dans les zones denses en activités d'élevage. Ce levier implique toutefois de fortes réorganisations spatiales de l'activité agricole et un large redéploiement du tissu de compétences et d'infrastructures associées à l'élevage (bâtiments, outils d'abattage, soins vétérinaires...)³⁰⁶.

Les **excréta humains**, notamment l'urine, renferment également un azote sous-exploité. Le système actuel de traitement des eaux usées ne revalorise actuellement que de très faibles quantités d'azote (environ 30 ktN/an), alors qu'une amélioration des infrastructures pourrait porter ce chiffre à 180 ktN par an, soit 10 % de la consommation actuelle d'azote

³⁰³ Puisque la pratique est déjà obligatoire, le gisement restant se concentre sur les situations aujourd'hui exemptées (sols argileux, faux semis), malgré des contraintes de productivité plus marquées sur ces créneaux

³⁰⁴ Les digestats sont les résidus du processus de méthanisation (l'autre produit étant le biogaz). Ils concentrent l'azote des cultures ayant été méthanisées, d'où l'enjeu à épandre ces digestats dans les parcelles d'origine pour maintenir leur équilibre azoté.

³⁰⁵ Les surplus d'effluents dans les territoires très denses en activités d'élevage causent de multiples pollutions climatiques et environnementales (émissions de GES, pollution de l'eau aux nitrates, eutrophisation des milieux aquatiques, pollution de l'air...)

³⁰⁶ Voir Chapitre n°15 : Permettre le maintien et la transition vers des systèmes d'élevages résilients et bas carbone

synthétique³⁰⁷. Une telle démarche serait toutefois très coûteuse, notamment en termes d'infrastructures, et poserait des questions d'acceptabilité sociale. En la matière, le programme de recherche-action OCAP, lancé en 2014, contribue à identifier et à qualifier des modalités alternatives de gestion des urines et des matières fécales, notamment à travers des dispositifs de séparation à la source [273].

Quant à la **méthanisation**, elle génère, en marge du biogaz, un **digestat** riche en azote (3 à 7 kg d'azote par tonne de matière traitée) et pourrait permettre d'ici 2050 de récupérer des quantités non négligeables d'azote exploitable, selon le niveau de croissance de la filière et le mode d'exploitation des ressources agricoles – lire le chapitre sur les bioénergies pour plus de détails sur la méthanisation.

Les légumineuses : activer un levier décisif

Un besoin d'équipements et d'infrastructures spécifiques

Si un consensus se dégage autour de la nécessité de faire croître les cultures de légumineuses, tant pour des raisons physiques (réduction des engrais de synthèse) que nutritionnelles (haute teneur en protéines des légumineuses³⁰⁸), **leur redéploiement se heurte à de sérieux verrous socio-techniques et infrastructurels liés à l'architecture actuelle des filières.**

L'un des défis majeurs réside dans l'adaptation des capacités de stockage. Il s'agit de disposer de silos adaptés à la conservation des légumineuses, voire équipés de trieurs optiques, lorsqu'elles ont été cultivées en association avec des céréales (exemple des associations lentille - blé tendre)³⁰⁹. Or une période décisive s'ouvre : le réseau national de silos, relativement vétuste en France (moyenne d'âge de 35 ans pour le parc national [274]), est en passe d'être renouvelé. Une **fenêtre d'opportunité** se présente ainsi pour faire en sorte que le réseau resculpté soit compatible avec une présence plus massive des légumineuses dans la biomasse produite. Si ce virage est manqué, l'infrastructure risquerait d'être figée pour plusieurs décennies dans un modèle conçu pour les grandes cultures dominantes (blé, maïs, colza...) sans plus permettre cette nécessaire diversification.

Outre le renouvellement des silos, l'extension des légumineuses appelle un déploiement plus massif d'autres infrastructures stratégiques : usines de trituration pour la valorisation du soja, installations de séchage et d'enrubannage pour les légumineuses de prairies (trèfle, luzerne...), unités dédiées au nettoyage, au tri et au calibrage des graines... Ce dernier cas est particulièrement important pour la maîtrise de la qualité des productions, notamment s'il est question d'alimenter les circuits courts³¹⁰.

Des efforts de sélection génétique à engager

De nombreux spécialistes appellent à renforcer sensiblement les investissements et les efforts de sélection sur les légumineuses. Ayant été marginalisées ces dernières décennies, il y a un fort enjeu à sélectionner des variétés plus résistantes aux stress biotiques

³⁰⁷ Calcul GRAFS

³⁰⁸ En moyenne, la teneur en protéines des légumineuses est comprise entre 18 et 42 %, soit 2 à 3 fois plus que pour les cultures céréalières.

³⁰⁹ Il y a un enjeu à effectuer un tri minutieux des récoltes pour que les céréales et les légumineuses ne se mélangent pas, au risque de voir les transformateurs en aval (meuniers par exemple) refuser de commercialiser une farine porteuse de résidus légumineux. Ces exigences découlent des problématiques de contamination croisée.

³¹⁰ Les circuits courts disposent en effet de marges de manœuvre limitées pour absorber l'hétérogénéité des récoltes, ce qui implique une maîtrise de la qualité des productions en amont et une traçabilité fine.

(maladies, parasites) et climatiques ainsi qu'à accroître la disponibilité³¹¹ de légumineuses adaptées à une diversité de contextes (cultures associées, couvert végétal³¹², sols secs...). Ces objectifs ne sont pas simples à concrétiser dans la mesure où les généticiens et les semenciers sont appelés ici à s'engager dans des démarches coûteuses et marquées par de longs délais de sélection et de massification des espèces (entre 5 et 10 ans pour les 2 phases³¹³), sans garantie sur le niveau de demande. A cela s'ajoute un manque de maturité des technologies de sélection à disposition, notamment la relative jeunesse des marqueurs moléculaires pour les sélectionneurs travaillant sur les légumineuses. Ces derniers disposent principalement d'outils dits phénotypiques, capables d'évaluer les performances au champ des différentes espèces (vigueur, rendement, qualité, résistance apparente aux stress...) mais sans permettre une identification fine des allèles d'intérêt agronomique. Ces obstacles matériels sont à lever pour permettre l'amélioration génétique de ces espèces et faciliter ainsi leur redéploiement dans des contextes pédoclimatiques³¹⁴ variés.

Un enjeu de planification territoriale dans la réintroduction des légumineuses

La réintroduction des légumineuses doit également s'inscrire dans une logique de planification territoriale et d'adaptation au changement climatique. En effet, les conditions pédoclimatiques actuelles et celles projetées en 2050, avec une forte incertitude associée, sont plus ou moins compatibles avec les différentes espèces de légumineuses. A titre d'exemple, le soja verrait d'ici 2050 son potentiel de rendement reculer dans le Sud-Ouest, et à l'inverse, s'accroître en Île-de-France et dans le Grand Est [275]. Il y a donc un intérêt à consolider la prospective sur l'évolution des pédoclimats en France afin d'identifier les légumineuses les plus adaptées à chaque contexte territorial.

Des savoir-faire spécifiques soulevant des besoins de formation

Le redéploiement des légumineuses appelle également celui des connaissances et des savoir-faire essentiels à leur gestion et à leur valorisation. En effet, la marginalisation de ces cultures au cours des décennies passées a contribué à une érosion de cette expertise, d'où un enjeu pour les agriculteurs à se refamiliariser avec ces cultures. Cela implique par exemple de connaître leur cycle de développement (rythme de croissance, étapes critiques, principales vulnérabilités...) et leur niveau de résilience sous différents pédoclimats ainsi que de maîtriser les techniques de fertilisation naturelle et d'association de cultures³¹⁵. En outre, les compétences requises diffèrent selon le mode de réimplantation retenu, les légumineuses pouvant être déployées sous forme de cultures principales, de couverts prairiaux³¹⁶, de cultures intermédiaires, voire de haies ou de dispositifs agroforestiers³¹⁷.

³¹¹ La disponibilité en semences de légumineuses à graines est déjà jugée limitée actuellement dans les grandes cultures bio (entretien avec David Gouache, ex directeur de la R&D chez Terres Inovia)

³¹² A titre d'exemple, l'essentiel des variétés de luzerne ont été sélectionnées pour la nutrition animale et pas prioritairement pour des qualités de couverture rapide de sol (couvert intermédiaire)

³¹³ D'après le GEVES (Groupement d'Etudes et de Contrôle des Variétés et Semences)

³¹⁴ Ensemble des conditions de température et d'humidité régnant dans les horizons d'un sol, y compris les proportions d'oxygène et de CO₂ dans la phase gazeuse

³¹⁵ Cela vaut à la fois pour les associations pratiquées en prairies (dans lesquelles les légumineuses sont mélangées le plus souvent à des graminées), pour celles déployées en grandes cultures (où les légumineuses sont généralement associées à des cultures céréalières) ainsi que pour les couverts intermédiaires intégrant des légumineuses.

³¹⁶ Il est question des légumineuses cultivées en prairies, en particulier les luzernes et les trèfles.

³¹⁷ La famille des légumineuses comprend également des arbres, à l'instar des albizias ou des robiniers faux-acacia, que l'on peut retrouver dans des haies ou des lignées d'arbres intra-parcellaires (constituant alors des dispositifs agroforestiers).

Les compétences à mobiliser doivent s'appuyer sur une approche globale et une évolution des formations. À la question « Quels sont les principaux freins qui vous empêchent d'adopter de nouvelles pratiques agricoles durables ? » posée dans le cadre de la *Grande Consultation des Agriculteurs* (GCA) du Shift Project, 22 % des agriculteurs invoquent des « connaissances/compétences insuffisantes ». La « formation et accompagnement technique » sont cités par un tiers (33 %) comme une condition pour engager ou accélérer la transition environnementale de sa ferme³¹⁸. **De nombreux agriculteurs mettent déjà en œuvre** certaines pratiques que l'on peut qualifier d'« agroécologiques » et/ou de meilleure gestion de l'azote sur leur ferme, qu'ils les nomment comme telles ou non : semis sous couvert, insertion d'intercultures, déploiement de légumineuses, recours à des outils d'aide à la décision (OAD) sur la fertilisation azotée... Pour cela, ils s'informent sur les meilleures pratiques, ce qui fonctionne dans leur territoire, etc. Cela passe souvent par de la **formation informelle** : lecture d'articles spécialisés, échanges avec des voisins (rencontres « bouts de champs » ou « tours de plaine »), visionnage de vidéos... mais aussi par des formations dédiées, bien que les actifs agricoles se forment peu par cette voie. La **formation initiale agricole** constitue par ailleurs un levier important de transformation des pratiques, mais tarde à intégrer ces nécessaires évolutions. Il s'agit également de travailler à une meilleure communication des résultats d'expérimentations et de recherche, issus des filières et des instituts techniques, pour l'incorporer au socle d'enseignement.

Un besoin de sécurisation des débouchés et d'équilibre économique

La filière a besoin de garanties sur la demande en aval pour décoller. Pour ce faire, il serait possible de mobiliser davantage la restauration collective publique (cantines scolaires, restauration médico-sociale...) et privée (restaurants d'entreprise...) afin de garantir des débouchés aux producteurs. Les collectivités peuvent aussi s'appuyer sur les Projets Alimentaires Territoriaux (PAT) afin de soutenir les productions locales.

Les acteurs de la filière consultés font par ailleurs remonter un enjeu d'évolution de la culture culinaire française, peu portée sur les légumineuses à graines (soja, lentilles, fèves...).

S'agissant des **légumineuses fourragères**, des débouchés importants pourraient être trouvés dans les élevages français, sous réserve d'une préservation des systèmes herbagers (prairies favorables à la présence de légumineuses telles que les trèfles ou la luzerne) ou d'une relocalisation de l'alimentation animale (possibilité par exemple de produire localement le soja consommé par les animaux d'élevage).

Par ailleurs, le niveau d'investissement et de soutien économique apporté aux filières de légumineuses françaises, aujourd'hui peu compétitives sur le marché mondial, paraît déterminant. A titre d'exemple, les lentilles françaises sont aujourd'hui concurrencées par les lentilles canadiennes, produites selon des standards environnementaux plus permissifs (glyphosate autorisé au Canada pour le séchage des lentilles), ce qui crée de fortes distorsions de concurrence. Ce facteur pèse autant, voire davantage que les contraintes agronomiques, infrastructurelles ou socio-techniques précédemment exposées.

³¹⁸ https://theshiftproject.org/app/uploads/2025/01/La-Grande-Consultation-des-agriculteurs_Rapport-GCA-Def.pdf

Conclusion

Si les engrais azotés de synthèse ont permis une hausse spectaculaire des rendements agricoles, leur usage généralisé nuit aussi bien aux objectifs de décarbonation, et de résilience que de souveraineté du secteur agricole. Réduire les émissions de GES, les pollutions environnementales et les dépendances critiques liées aux pratiques actuelles de fertilisation passera par la **relocalisation et la décarbonation de leur production**, mais également par une **réduction drastique de leur consommation**.

Au cœur de la révolution à mener, le redéploiement massif des légumineuses s'impose comme l'un des leviers les plus prometteurs, qu'il convient de considérer davantage. Principales sources d'azote naturelle, elles offrent une réponse triple aux défis actuels : elles réduisent la dépendance aux engrais azotés de synthèse, améliorent la santé des sols et renforcent la souveraineté protéique de la France. Cependant, leur déploiement à grande échelle suppose des transformations profondes de l'amont à l'aval. Celles-ci incluent tout d'abord l'**adaptation des infrastructures de stockage** et de tri des récoltes (réseau national de silos), le réseau actuel ayant été principalement pensé et sculpté pour le stockage de céréales. A cela s'ajoute un besoin d'**accélération de la sélection génétique** afin d'accroître la résilience des légumineuses aux aléas climatiques et biotiques. Il s'agit en outre d'assurer une **cohérence territoriale** dans leur redéploiement afin que les cultures réintroduites soient en phase avec la **diversité des pédoclimats actuels et ceux projetés d'ici 2050**. Enfin, il apparaît crucial de **former les agriculteurs aux spécificités de ces cultures** en termes de cycle de développement et de vulnérabilités biophysiques, ainsi que de travailler à la **sécurisation des débouchés** en aval, en particulier dans la restauration collective.

D'autres pistes d'amélioration de la gestion de l'azote sont à explorer, parmi lesquelles l'introduction de cultures sobres (chanvre, tournesol...), la décarbonation de la production d'engrais de synthèse, le recours généralisé aux couverts végétaux ou encore le recyclage de l'azote issu des matières résiduelles (effluents d'élevage, boues de station d'épuration...).

En outre, la réussite de cette transition est indissociable d'un travail de planification, tant à l'échelle des territoires que des filières. A titre d'exemple, il serait intéressant de mobiliser davantage la restauration collective publique et privée pour sécuriser des débouchés aux producteurs de légumineuses à graines. Dans le cas des légumineuses fourragères, l'enjeu réside plutôt dans l'évolution des systèmes d'élevage bovin vers davantage de

pâturage, dans la mesure où ces derniers verraient la part de légumineuses de prairies progresser dans la ration des vaches.

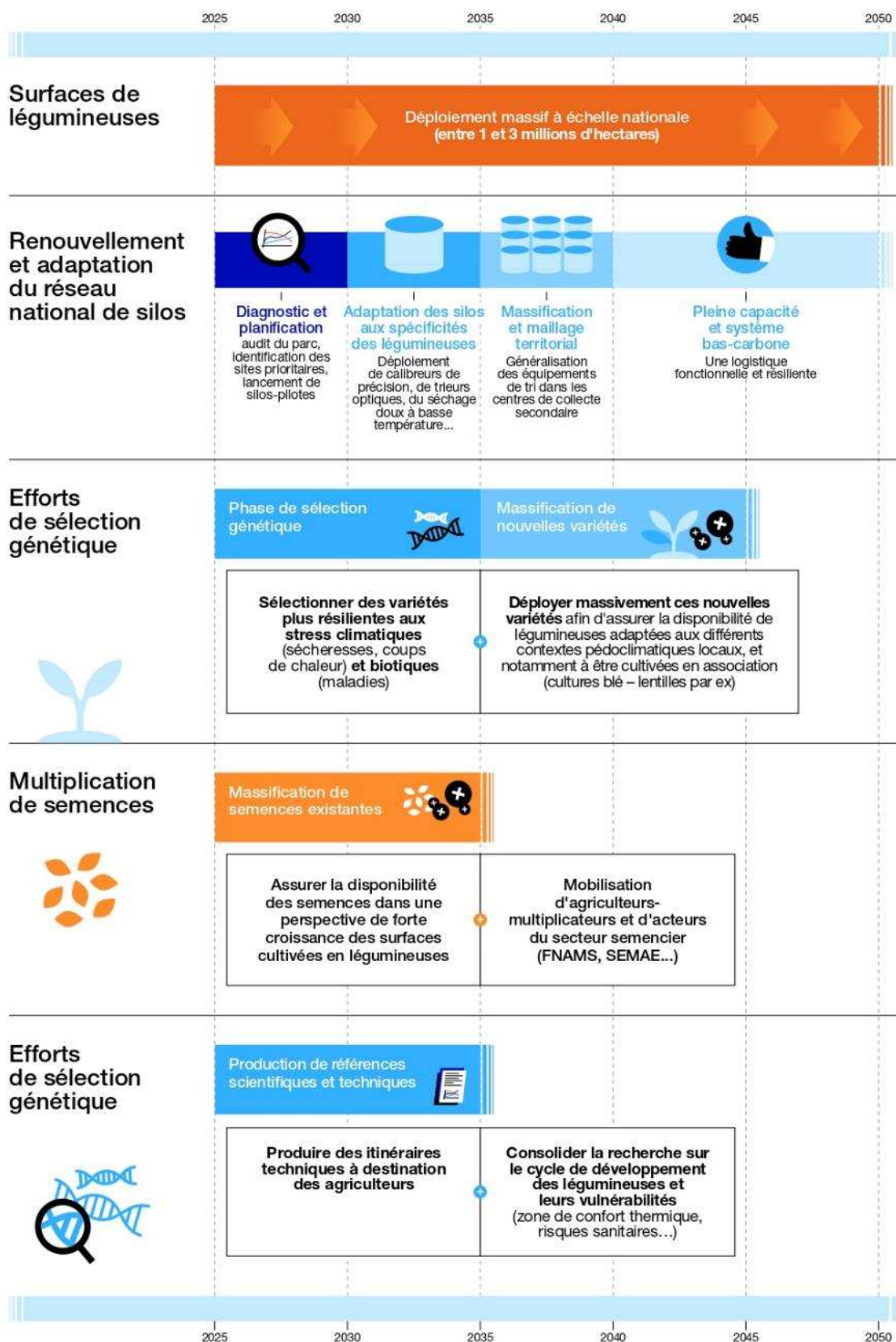


Figure 8 : Développement séquentiel des légumineuses – The Shift Project

TRANSFORMER LES SYSTÈMES D'ÉLEVAGES

AGRICULTURE

DANS LE CADRE DE NOTRE
PLAN ROBUSTE POUR L'ÉCONOMIE FRANÇAISE



Introduction

L'élevage français se distingue par une grande diversité de filières, qu'il s'agisse des **élevages d'animaux ruminants** (bovins, ovins, caprins), **monogastriques**³¹⁹ (porcs, volailles) ou d'autres espèces animales moins spontanément associées aux activités d'élevage (équins, abeilles...). Porté par 145 000 exploitations (soit 37% du nombre total national d'exploitations agricoles), il constitue un pilier de l'agriculture hexagonale, mais également un poste conséquent d'émissions de gaz à effet de serre, générant près de **60% des émissions directes du secteur agricole en 2022** [276].

Ces émissions sont principalement liées à la fermentation entérique³²⁰ **des ruminants**, un processus digestif qui rejette naturellement une quantité importante de méthane. D'où la nécessité climatique d'atténuer ces émissions, tout en gardant à l'esprit que cette quête s'inscrit dans un **contexte de décapitalisation**³²¹ **marquée, et largement subie, des filières bovines et ovines**. Ce recul s'effectue au détriment des élevages extensifs³²², qui misent sur la valorisation des prairies dans lesquelles les troupeaux pâturent, tandis que les systèmes plus intensifs tendent à se maintenir. **Or, les systèmes extensifs et herbagers présentent de nombreux co-bénéfices** : moindre dépendance aux énergies fossiles, stockage de carbone, préservation de la biodiversité et des paysages, protection des sols et des masses d'eau...

D'autres défis structurels sont à relever, à l'image de la forte dépendance des élevages français aux aliments concentrés³²³, **en particulier les tourteaux de soja**. Très présents dans l'alimentation des volailles et des vaches laitières, ils soulèvent aussi bien des enjeux climatiques (émissions indirectes de GES liées à la déforestation et au transport) que de souveraineté pour les élevages (2/3 des tourteaux étant importés [277]). A ce titre, la relocalisation de la production de soja et une place plus importante accordée aux légumineuses de prairies dans l'alimentation animale renforcerait l'autonomie protéique des élevages français tout en atténuant les impacts liés au soja d'importation.

En outre, la concentration géographique de l'élevage, notamment en Bretagne, engendre des déséquilibres dans les cycles de l'azote et du phosphore. Cela se traduit par des impacts climatiques (émissions de N₂O et de CH₄) et environnementaux significatifs (surplus d'effluents, pollution aux nitrates et eutrophisation des masses d'eau). **L'évolution des systèmes d'élevage est ainsi intimement liée à la gestion de l'azote ainsi qu'à la place accordée aux légumineuses dans l'alimentation animale à l'avenir**³²⁴.

³¹⁹ Les animaux monogastriques ont un estomac simple composé d'une seule poche, tandis que les ruminants disposent d'un estomac plus spécialisé qui comporte 3 ou 4 poches (selon l'espèce) les rendant capables de faire la fermentation de l'herbe.

³²⁰ Phase du processus digestif des animaux ruminants durant laquelle les aliments ingérés sont dégradés en acides gras volatils dans le rumen (premier des quatre compartiments du système digestif des ruminants) puis fermentent, rejetant alors du méthane et du CO₂.

³²¹ Baisse conjointe des cheptels, du nombre d'exploitations et des surfaces mobilisées dans l'élevage bovin et ovien

³²² L'élevage extensif est un mode d'élevage d'élevage économe en intrants qui ne recherche ni une forte productivité individuelle par animal, ni par unité de surface. Il s'applique aux systèmes d'élevage à faible densité animale et priorise l'herbe pâturée issue de ressources naturelles (prairies permanentes, prairies naturelles, parcours...). On parle également de systèmes herbagers, voire de systèmes « autonomes et économes » en intrants.

³²³ Très riches en énergie ou en protéines, les aliments concentrés sont spécialement conçus pour compléter l'alimentation des animaux d'élevage.

³²⁴ Voir Chantier n°14 : Transformer la gestion de l'azote dans les systèmes agricoles et alimentaires

Dans la suite de ce chantier, nous nous focaliserons sur le devenir des élevages de ruminants, en particulier les élevages bovins – qui représentent 16,4 millions de têtes en 2024 et comptent pour 84% des émissions de méthane de l'agriculture. Les sujets prioritaires pour les élevages de monogastriques, comprenant l'amélioration de la gestion des effluents et des bâtiments d'élevage (aération et sobriété énergétique) ne seront pas détaillés ici.

Comment permettre le maintien ou la transition vers des systèmes d'élevages de ruminants durables et résilients ?

Accompagner une réduction planifiée des cheptels tout en préservant les surfaces en prairies

La réduction des effectifs de ruminants est souvent l'une des premières pistes évoquées pour améliorer le bilan climatique de l'élevage. Ce levier permet d'abaisser « de manière mécanique » les émissions de méthane liées à la digestion des ruminants, en particulier celles issues des élevages bovins. Ces derniers génèrent, à eux seuls, près de 35 MtCO₂e en 2023 d'après le CITEPA, soit environ 9% des émissions nationales de gaz à effet de serre.

Toutefois, cette équation carbone doit être mise en regard d'autres paramètres de résilience, et notamment des services écosystémiques assurés par les systèmes d'élevage. A ce titre, les élevages bovins herbagers, s'épanouissant sur de grandes étendues prairiales ou de montagne, offrent de multiples co-bénéfices (listés en introduction). Un compromis serait donc à trouver pour accompagner la réduction des cheptels sans pour autant affaiblir les externalités positives des systèmes à l'herbe. Une contraction non planifiée du troupeau bovin pourrait en effet générer des effets indésirables, telles que la conversion de prairies en cultures annuelles, source de déstockage de carbone et de perte de biodiversité, ou le recours plus massif aux engrais de synthèse du fait d'une moindre disponibilité en fertilisants organiques. Ces risques sont d'autant plus tangibles que la dynamique de contraction³²⁵ affectant actuellement l'élevage bovin se manifeste principalement par la disparition de systèmes herbagers, pourtant les plus vertueux sur le plan climatique et environnemental.

La priorité est donc d'accompagner une baisse mesurée du cheptel bovin en faisant porter l'effort sur les systèmes les plus intensifs. Pour se faire, il s'agit à la fois de freiner l'érosion des systèmes herbagers vertueux, tout en encourageant en parallèle la réduction et la conversion des modèles intensifs en visant leur extensification progressive. Cet enjeu est particulièrement critique pour la filière laitière, qui accorde une place moins importante aux prairies et à la pâture que la filière bovin viande³²⁶ pour laquelle l'herbe constitue la base de l'alimentation (environ 80% de la ration des vaches allaitantes [278]).

Par ailleurs, la réorientation vers des systèmes plus herbagers soulève des questions d'équilibre et de valorisation économiques. En effet, les dispositifs actuels de soutien (aides couplées à l'unité de bétail, éco-régimes peu différenciants pour les prairies permanentes) valorisent peu ces formes d'élevage, ce qui limite leur attractivité pour les

³²⁵ D'après l'Agreste, les effectifs bovins ont baissé de plus de 10 % depuis 10 ans, et le nombre de fermes détenant des bovins de plus de 25 %.

³²⁶ La vache allaitante est une vache de race à viande ou mixte (lait et viande) destinée à l'élevage de veaux pour la production de viande.

éleveurs ainsi que les possibilités de maintien de ce type d'exploitations. Ainsi, à défaut d'un accompagnement suffisant, le risque est celui d'une érosion subie prolongée des élevages herbagers. Faute de planification, cela entraînerait par ailleurs une hausse des importations de produits animaux (lait, viande) en compensation d'une moindre production domestique si les habitudes alimentaires restent inchangées.

Relocaliser et optimiser l'alimentation bovine

Relocaliser et optimiser sont deux pistes clefs pour abaisser les émissions de GES liées à l'alimentation bovine. **Il est question à la fois de faire évoluer la composition des rations bovines, en y incorporant davantage d'herbe et de légumineuses de prairies** (luzerne, trèfle, vesce, sainfoin...), ainsi que **de travailler à la relocalisation des compléments protéiques importés, en particulier les tourteaux de soja**.

S'agissant de la part d'herbe dans la ration bovine, celle-ci est souvent fonction du caractère extensif des élevages. En effet, **des temps de pâture prolongés confèrent naturellement une place centrale à l'herbe et aux légumineuses de prairies dans l'alimentation des vaches**. Il s'agit d'un levier d'atténuation direct : plus les rations en sont riches, moins les animaux émettent de méthane. Les légumineuses jouent un rôle clef dans l'équilibre des rations, tant par leur richesse protéique que par leur contribution à la qualité nutritionnelle et à la digestibilité de l'herbe pâturée. Celle-ci est favorisée par certains composés secondaires des légumineuses, tels que les saponines ou les tanins condensés, qui contribuent à limiter les émissions de méthane lors de la digestion des vaches, qualifiées d'émissions entériques.

En outre, une proportion élevée d'herbe et de légumineuses dans la ration bovine s'accompagne d'une plus faible dépendance aux aliments concentrés. Cela vaut tout particulièrement pour les tourteaux de soja, dont la production et l'acheminement génèrent d'importantes émissions indirectes de GES en raison de la déforestation occasionnée (3,7 MtCO₂e en 2020 [279]). Dans ce contexte, les systèmes herbagers ou conduits en polyculture-élevage, fortement articulés autour des prairies et des ressources fourragères locales, sont les plus pertinents pour gagner en souveraineté sur l'alimentation animale. A cela s'ajoute **la possibilité d'incorporer d'autres compléments alimentaires spécifiques** (graines de lins extrudées, amidon, algues...) dans les rations afin de limiter davantage les émissions entériques.

Aussi, lorsque des systèmes herbagers continuent à s'appuyer sur des compléments protéiques et énergétiques, l'enjeu réside dans leur provenance. Sur ce terrain, **la priorité serait d'accéder à des aliments concentrés produits localement**, ce qui est déjà le cas pour les céréales fourragères mais beaucoup moins pour les tourteaux de soja, principalement issus d'importation. Il s'agirait en ce sens de relocaliser la production de cette légumineuse oléagineuse, ce qui suppose de disposer d'unités de trituration à proximité des zones d'élevages.

Déployer les équipements, les infrastructures et les compétences nécessaires vers des systèmes bovins herbagers

Il est crucial également de réfléchir aux conditions de réussite, à l'échelle des exploitations et des filières, d'un maintien ou d'une transition vers des systèmes d'élevage plus extensifs. A cet égard, certaines **infrastructures et équipements** sont essentiels à la conduite de systèmes herbagers, à l'image de la présence de clôtures ou de linéaires de haies pour délimiter le parcours ou encore l'aménagement d'abreuvoirs et de

chemins d'accès adaptés pour les animaux. Il est également précieux de pouvoir compter des légumineuses dans sa prairie, véritables piliers de la qualité protéique et nutritionnelle de l'herbe cultivée. Toutefois, leur valorisation nécessite souvent des aménagements spécifiques tels que l'installation de séchoirs en grange et d'enrubanneuses, en particulier pour la conservation du trèfle³²⁷ et de la luzerne.

Par ailleurs, il serait précieux de documenter la question du délai de conversion à un système extensif lorsque l'on part d'un modèle bovin inscrit dans une logique intensive. La réponse reste toutefois difficile à apporter, compte-tenu de la diversité des contextes pédoclimatiques et des incertitudes propres aux phases de transition.

En matière de **compétences**, deux priorités se dégagent : **accompagner les éleveurs dans la réintroduction de légumineuses prairiales et se réapproprier les techniques de gestion propres aux systèmes herbagers très pâturants**, maximisant la place des prairies.

Reconnecter spatialement les productions animales et végétales

A rebours de la dynamique de spécialisation des activités agricoles, ce mouvement de reconnexion aurait trois vertus principales : celle d'assurer un meilleur usage des fertilisants organiques à l'échelle nationale, de prévenir les surplus d'effluents dans les régions très denses en activités d'élevage et de réduire la dépendance des grandes cultures aux engrais de synthèse.

Pour ce faire, deux registres de reconnexion se dégagent, à savoir le redéploiement d'activités d'élevages dans des territoires de grandes cultures, notamment les zones de plaines céréalières, et **la transition vers des systèmes de polyculture-élevage**. Cette seconde option consiste à associer des cultures végétales et des activités d'élevage au sein d'une même exploitation. Quelle que soit l'option retenue, de sérieux verrous socio-techniques se manifestent compte-tenu de la **faible compatibilité de ces stratégies avec l'architecture actuelle du secteur**. En effet, les terres céréalières (notamment dans le Bassin parisien et dans les Hauts-de-France) sont aujourd'hui marquées par une disparition des filières et du paysage infrastructurel liés à l'élevage, en particulier s'agissant des outils d'abattage, de collecte de lait et de soins vétérinaires de proximité. Ces absences sur de vastes périmètres géographiques rendent complexes le redéploiement de productions animales dans ces territoires et leur valorisation. Des alternatives sont toutefois explorées avec l'émergence d'abattoirs mobiles ou de partenariats entre des éleveurs itinérants et des producteurs en grandes cultures mettant à disposition leurs intercultures pour du pâturage (projet Brebis_Link [280] et Inter-AGIT+ [281] par exemple). Ces initiatives restent toutefois marginales et pénalisées par l'actuel cadre économique et réglementaire.

Pour lever ces multiples blocages, cette redistribution spatiale des activités d'élevage doit être planifiée et accompagnée. Cela suppose de définir une trajectoire cohérente à l'échelle des territoires et des filières agricoles concernées. Il s'agit notamment d'aligner les conditions de réussite, en termes d'**infrastructures**, via la réimplantation d'outils d'abattage et de structures de collecte de lait ; en termes de **compétences** techniques : soins vétérinaires, expertise zootechnique ou encore conseil technico-commercial ; sur le plan des **débouchés** commerciaux : boucheries, laiteries, restauration collective en circuit court ou

³²⁷ C'est particulièrement vrai pour le trèfle violet qui présente quelques contraintes spécifiques en termes de récolte et de conservation, compte-tenu d'une teneur élevée en eau, de feuilles fragiles et d'une sensibilité forte aux intempéries. Toutefois, les autres variétés de trèfle (trèfle blanc, trèfle incarnat) sont également très intéressantes en prairies de pâture en association avec des graminées.

encore vente directe ; en matière d'évolution de la **réglementation** : restrictions pesant sur le transport des animaux d'élevage³²⁸ ou sur les possibilités de pâturage d'intercultures par des cheptels itinérants³²⁹ ; en termes d'**acceptabilité** de l'élevage par le voisinage immédiat ; et, enfin, en matière d'**attractivité** de la filière auprès des nouveaux entrants dans le monde agricole.

Améliorer la conduite des troupeaux

La réduction des émissions entériques peut également passer par une amélioration de la conduite des troupeaux et de la santé des animaux tout au long de leur vie. Cette stratégie vise à améliorer l'empreinte carbone par unité de produit (CO₂e/kg de lait ou de viande) en agissant sur l'efficacité globale des systèmes d'élevages. **Pour ce faire, plusieurs leviers d'optimisation peuvent être activés, parmi lesquels la réduction des périodes improductives** (abaissement de l'âge au premier vêlage³³⁰, baisse de la mortalité des veaux, lactations longues), c'est-à-dire limiter la période durant laquelle les animaux émettent du méthane sans contribuer à la production.

En parallèle, l'**allongement de la carrière des vaches** permettant d'accroître la quantité de lait produite par animal au cours de sa vie, cela répartit les émissions de méthane des périodes improductives sur un volume de production plus important. Cette extension de la vie productive aurait aussi pour effet de réduire les besoins en renouvellement du troupeau, et notamment le nombre de génisses à élever pour remplacer les vaches réformées. Cela pourrait également faciliter la relocalisation d'une partie des activités d'engraissement, en profitant de places libérées dans les élevages, de préférence dans des systèmes à l'herbe. Il faut toutefois garder à l'esprit que ces différents leviers d'optimisation ne doivent pas être déployés au mépris du bien-être animal ou des limites physiologiques des troupeaux.

Il existe par ailleurs d'autres voies d'optimisation spécifiques aux systèmes laitiers herbagers, telles que le vêlage groupé de printemps ou la monotraite. Le **vêlage groupé** consiste à concentrer les vêlages sur une période resserrée au printemps afin que le début de la phase de lactation coïncide pour une grande partie du troupeau avec le pic de pousse de l'herbe. Cette organisation est très intéressante pour les systèmes herbagers dans la mesure où les besoins nutritionnels des vaches sont les plus élevés en début de lactation, au moment même où l'herbe serait la plus abondante ici. En cela, le vêlage groupé permet de mieux valoriser les ressources pâturées tout en limitant le recours à des apports complémentaires. Quant à la **monotraite** (une seule traite par jour), généralement pratiquée en fin de lactation lorsque la production décline, elle prolonge cette logique en adaptant le niveau d'intensité du travail et de la production à la disponibilité saisonnière de l'herbe. Ce faisant, ces deux techniques permettent d'aligner la disponibilité de l'herbe avec les besoins nutritionnels associés à la phase de lactation, tout en offrant des conditions de travail moins astreignantes pour les éleveurs [282].

Aussi, l'amélioration de l'état de santé des animaux constitue un autre levier prioritaire. En effet, une lutte plus efficace contre les principales pathologies infectieuses et parasitaires, au travers de campagnes de vaccination et de vermifugation, permettrait d'améliorer le bien-être des animaux tout en réduisant des émissions de méthane dites « improductives » liées à

³²⁸ Interdiction de transporter des animaux vivants en période de canicule (article 3 du règlement CE 1/2005)

³²⁹ Accueil d'un éleveur itinérant avec contrepartie financière étant illégal selon le Code rural (risquant la requalification en bail rural, art. L411-1), de même que la sous-location par le fermier des terres concernées (art. L411-35)

³³⁰ Idéalement 24 mois pour les génisses laitières et 30 mois pour les allaitantes

la morbidité et à la mortalité animales. Il est également précieux de déployer des stratégies de prévention, en misant notamment sur une alimentation optimisée (renforcement de l'immunité) ou le recours à des systèmes alternatifs de soin vétérinaire (phytothérapie, aromathérapie). Cette dimension sanitaire revêt une importance croissante dans le contexte de changement climatique, qui contribue à accroître tant la fréquence et l'intensité que l'étendue géographique des crises sanitaires et épidémiques. A titre d'exemple, les contaminations récentes de troupeaux bovins à la dermatose nodulaire contagieuse (DNC), maladie virale originaire d'Afrique du Sud, qui sévit actuellement dans le Sud-Ouest de la France, illustrent cette vulnérabilité croissante des systèmes d'élevage. En outre, une plus grande robustesse des élevages passerait également par plus de diversité au sein des exploitations, qu'il s'agisse du nombre de races représentées ou d'espèces végétales cultivées dans les prairies.

Améliorer la génétique des troupeaux

La génétique des troupeaux constitue un autre levier d'intérêt, puisqu'elle expliquerait 15% de la variabilité des émissions de méthane des animaux. Deux approches sont envisagées : l'adaptation du format³³¹ des animaux et la sélection génétique ciblée. S'agissant du gabarit des bovins, une **réduction d'environ 100 kg du poids vif permettrait une baisse d'environ 5% des émissions entériques.** Il serait cependant nécessaire de compenser par une meilleure précocité des bovins ou des croisements génétiques adaptés afin de maintenir un niveau de production de viande équivalent dans les systèmes allaitants. Concernant la sélection génétique ciblée, la recherche explore des pistes prometteuses, visant notamment à **identifier des lignées dites « bas méthane » ou plus résistantes aux fortes chaleurs**³³². Les programmes de sélection génétique restent toutefois longs à mettre en œuvre et empreints d'incertitude quant aux gains d'atténuation et de résilience réellement atteignables [283]. Il faut par ailleurs considérer d'autres critères de rusticité, tels que la capacité des vaches à faire face à une variabilité accrue de la disponibilité fourragère.

Rendre l'élevage herbager rentable et attractif

La réduction des cheptels se matérialiserait par une diminution de l'activité des fermes spécialisées en élevages de ruminants³³³, et donc d'une diminution de l'emploi. Une diminution de 20 à 30 % des cheptels de ruminants aurait un impact direct sur les 80 000 fermes spécialisées [284], qui représentent 175 000 ETP aujourd'hui [285]. **Toutefois, le maintien des systèmes herbagers limiterait l'impact de la diminution des cheptels sur l'emploi**, toutes choses égales par ailleurs. En élevage laitier par exemple, l'intensité en emploi des fermes varie fortement, de moins de 20 vaches par ETP à plus de 38 [286]. Or les élevages en système herbager, plus alignés avec les objectifs de décarbonation du secteur car plus autonomes et économes, sont aussi les plus intensifs en emploi [287]. **Dans un contexte d'érosion de l'emploi agricole**³³⁴, l'enjeu principal est de limiter la baisse du nombre d'éleveurs et de salariés en élevage pour maintenir les élevages herbagers. La

³³¹ Cela renvoie au fait de vouloir jouer sur le poids des animaux d'élevage.

³³² Il s'agit ici, compte-tenu du changement climatique, d'identifier des vaches qui résistent le mieux aux fortes chaleurs, et plus précisément, celles qui restent les plus productives et en bonne santé lorsque les températures s'élèvent. A cet égard, la zone de confort thermique d'une vache est située entre 3 et 15°C, avec des possibilités d'acclimatation très réduites au-delà de 30-35°C.

³³³ Il pourrait s'agir aussi bien d'une diminution du nombre de fermes spécialisées en élevage de ruminants que d'une baisse des cheptels au sein de chaque ferme.

³³⁴ -15 % ETP entre 2010 et 2019 pour l'ensemble des fermes spécialisées dans l'élevage, y compris porcins et volailles, hors polyculture-polyélevage [461].

difficulté de renouvellement de la population agricole est un enjeu bien identifié : aujourd'hui, un exploitant sur trois n'est pas remplacé [288].

L'attractivité de l'élevage et les conditions de travail et d'emploi sont cruciales, aussi bien pour les exploitants que pour les salariés. Le désir de travailler avec la nature et les animaux ressort comme une motivation profonde : « *L'appel de la nature, c'est comme ça*³³⁵ ». Pourtant, les métiers de l'élevage sont particulièrement difficiles : charge de travail conséquente avec des semaines de plus de 40 heures fréquentes, travail la nuit et le week-end, peu de possibilités de congés, nombreux accidents du travail. Les revenus des éleveurs, comme ceux des autres agriculteurs, sont très disparates, y compris pour une même orientation d'élevage, avec des revenus négatifs pour les 10 % des exploitations dont les revenus sont les plus faibles³³⁶.

Dans cette tension entre vocations profondes et difficultés de la profession, il est essentiel de rendre les systèmes herbagers plus attractifs et de soutenir les nouveaux entrants dans ces systèmes. L'installation et la reprise de fermes d'élevage extensif herbager devraient être particulièrement soutenues par un accompagnement ciblé. Il s'agit également de s'assurer que les éleveurs désireux de faire évoluer leur modèle d'exploitation pour le rendre moins intensif dispose d'une offre de formation adaptée aux spécificités des systèmes herbagers. Plus largement, il faudrait revaloriser les revenus agricoles en revoyant le cadre qui conditionne la rémunération des agriculteurs, et en ciblant en particulier les agriculteurs et agricultrices les moins favorisés. Il faut également améliorer les conditions de travail des exploitants et salariés. Enfin, les aspirations des nouveaux entrants dans le secteur devraient être étudiées et prises en compte dans les politiques publiques.

Conclusion

Si la décarbonation des activités d'élevage est une nécessité climatique, elle repose sur un compromis subtil et complexe : **accompagner une réduction des cheptels bovins de manière planifiée et progressive en veillant à préserver les systèmes à l'herbe et extensifs.** C'est un enjeu critique dans la mesure où le mouvement de réduction actuel est subi et s'exerce au détriment des modèles d'élevage bovin les plus vertueux, avec pour autre conséquence majeure le recul des surfaces en prairies permanentes.

Dans ce contexte, la transition doit s'appuyer sur une **relocalisation de l'alimentation animale et une reconnexion spatiale entre les productions animales et végétales.** En remplaçant les tourteaux de soja importés par de l'herbe et des légumineuses de prairies et en redéployant l'élevage dans des zones de grandes cultures, la filière peut rééquilibrer les cycles biogéochimiques (azote, phosphore...) tout en gagnant en souveraineté et en améliorant très sensiblement son bilan climatique et environnemental. A cela s'ajoute la possibilité d'activer des leviers techniques, parmi lesquels l'amélioration de la **génétique** et de la **santé** animales, permettant également d'abaisser l'empreinte carbone par unité produite sans compromettre le bien-être animal.

Toutefois, ces différentes transformations ne pourront pas aboutir pleinement sans un **soutien économique et réglementaire plus massif aux éleveurs.** En effet, la résilience du secteur

³³⁵ Une salariée agricole en élevage porcin. Citation extraite d'entretiens réalisés avec des salariés agricoles à l'été 2024.

³³⁶ Le revenu courant avant impôts des 10% d'exploitations ayant les plus faibles revenus, toutes orientations confondues, est de -4600 € par an en moyenne sur la décennie 2010. La moyenne des revenus est de 29 500 € sur cette même période ; de 24 600 € pour les fermes spécialisées en bovins lait et de 18 600 € en bovins viande [462]. Cité par [463].

dépendra de sa capacité à redevenir attractif, en garantissant aux éleveurs des revenus dignes et des conditions de travail compatibles avec les aspirations des nouveaux entrants. En définitive, protéger l'élevage herbager, c'est choisir à la fois un modèle moins émissif et porteur de multiples co-bénéfices (stockage de carbone, biodiversité...), précieux pour la résilience des activités agricoles.

Contact

Thomas Robert

Chargé de projet Agriculture et Prospective

thomas.robert@theshiftproject.org

Corentin Biardeau

Ingénieur de projet Agriculture

corentin.biardeau@theshiftproject.org

Héloïse Lesimple

Pilote communication et affaires publiques Transition Robuste

heloise.lesimple@theshiftproject.org

www.theshiftproject.org

DÉPLOYER L'ÉOLIEN ET LE PHOTOVOLTAÏQUE

ÉNERGIE

DANS LE CADRE DE NOTRE
PLAN ROBUSTE POUR L'ÉCONOMIE FRANÇAISE



Il faut développer l'éolien terrestre, l'éolien en mer, et le photovoltaïque

Les **énergies renouvelables (EnR) électriques** jouent, aujourd'hui déjà, un rôle significatif dans le mix électrique français. En 2025, l'éolien a représenté plus de 9 % de l'électricité produite en France, et le solaire photovoltaïque (PV) plus de 6 % [289]. Ces énergies sont en progression rapide : en 2014 elles ne pesaient que 4 % de la production à elles deux, et en 2004 elles étaient inexistantes [290]. Aujourd'hui, ce rythme de déploiement atteint des records dans le photovoltaïque, mais tend à ralentir dans l'éolien. Or il est crucial de maintenir un rythme d'installation soutenu pour ces différentes filières. En effet, **la décarbonation de notre économie passera largement par l'électrification des usages, ce qui nécessitera des quantités additionnelles très importantes d'électricité bas-carbone** (environ un tiers de hausse d'ici à 2050 selon la SNBC2, encore davantage en cas de forte réindustrialisation)³³⁷. Le nouveau nucléaire pourra certes y pourvoir en partie, mais les premiers EPR2 n'entreront pas en service avant 2038 [289], avec les risques de retard inhérents à tout programme industriel de cette envergure³³⁸. Pour assurer, dans l'intervalle et au-delà, cette grande électrification des usages, **une forte croissance de la capacité de production renouvelable est nécessaire**. Lire la deuxième partie de ce rapport pour plus de détails sur le bouclage électrique d'ensemble.

L'hydroélectrique continuera de jouer un rôle majeur, mais ses perspectives de déploiement sont limitées, la plupart des sites français intéressants étant déjà occupés. Les centrales électriques biogaz pourront jouer un rôle d'équilibrage du réseau, mais la disponibilité limitée en biogaz ne permettra pas leur usage massif³³⁹. D'autres technologies, telles que les hydroliennes, sont intéressantes mais trop peu matures pour jouer un rôle significatif à l'horizon 2050. **La forte augmentation nécessaire de production électrique renouvelable des 25 années à venir s'appuiera essentiellement sur 3 filières : l'éolien terrestre, l'éolien en mer, et le solaire photovoltaïque (PV)**. À quelles conditions pourra-t-on déployer fortement et rapidement ces 3 filières en France ? Pour y répondre, nous devons expliciter les étapes du développement d'un parc éolien ou PV et les acteurs qu'elles font intervenir, avant d'évoquer les filières dans leur ensemble et les enjeux et blocages auxquels elles font face.

Le développement d'un parc éolien ou solaire implique de nombreux acteurs

L'entreprise pilotant le développement d'ensemble d'un parc éolien ou solaire est un **développeur**. Il peut s'agir de gros énergéticiens (EDF, Total Energies, ENGIE) ou d'entreprises spécialisées, de taille variable. Pour pouvoir installer son parc à l'endroit souhaité, le développeur doit obtenir l'autorisation des **services instructeurs** de l'administration territoriale : DREAL (Direction Régionale de l'Environnement, de l'Aménagement et du Logement) et/ou DDT (Direction Départementale des Territoires). Pour ce faire, un dossier complet doit être fourni, justifiant de la recevabilité des impacts en termes

³³⁷ Voir notamment nos chantiers voiture électrique, poids-lourds électriques, pompes à chaleur, acier bas-carbone et hydrogène vert.

³³⁸ Voir Chantier n°17 : Prolonger le nucléaire historique, lancer le nouveau nucléaire

³³⁹ Voir Chantier n°18 : Déployer les bioénergies de manière soutenable

de biodiversité, de paysage, de patrimoine ou encore de ressource en eau. Pour l'éolien, le développeur doit en outre obtenir un avis favorable de **l'armée** via la DIRCAM (Direction de la Circulation Aérienne Militaire) concernant l'acceptabilité de son projet au regard des contraintes radar et de navigation aérienne. Une consultation publique est également réalisée dans certains cas, permettant un dialogue entre les tiers intéressés et les développeurs. Le **préfet** se base notamment sur ces différents éléments pour autoriser ou non la création du parc. Cette décision préfectorale peut toutefois faire l'objet de recours de la part de tiers considérant que la procédure comporte des irrégularités. Ceux-ci forment alors un recours devant la **justice administrative**, parfois jusqu'au Conseil d'Etat. Ces recours doivent avoir été purgés pour que le parc puisse entrer en service.

Le chantier est confié à une **entreprise générale de construction**, souvent multi-corps de métiers, capable d'intégrer l'ensemble des compétences nécessaires ou d'organiser la sous-traitance par lots spécialisés – terrassements, fondations, structures, installations électriques, moyenne tension, etc. Il peut s'agir de grands groupes de construction (Eiffage, Bouygues, Vinci), mais aussi d'entreprises spécialisées de taille intermédiaire, selon la taille et la complexité du projet.

Les éoliennes ou les panneaux solaires installés sur le site sont achetés par le développeur auprès de **fabricants** industriels. Dans l'éolien, ces fabricants sont majoritairement européens : Vestas, Siemens Gamesa, Nordex ou encore Enercon. Dans le solaire photovoltaïque, la fabrication des modules est aujourd'hui largement dominée par des acteurs asiatiques, notamment chinois : Longi, Trina Solar, Jinko Solar, etc.

En parallèle de la construction, il faut prévoir le raccordement au **réseau électrique** de transport de **RTE** ou de distribution d'**ENEDIS** (ou autre entreprise locale de distribution), suivant sa puissance et son emplacement. Le parc éolien ou solaire peut alors produire son électricité bas-carbone à destination des **consommateurs** en l'injectant sur le réseau. L'entreprise qui exploite le parc pendant toute sa durée de vie est appelée **l'exploitant**. Il peut s'agir du développeur lui-même, ou d'une autre entreprise à laquelle le développeur aurait vendu le parc réalisé.

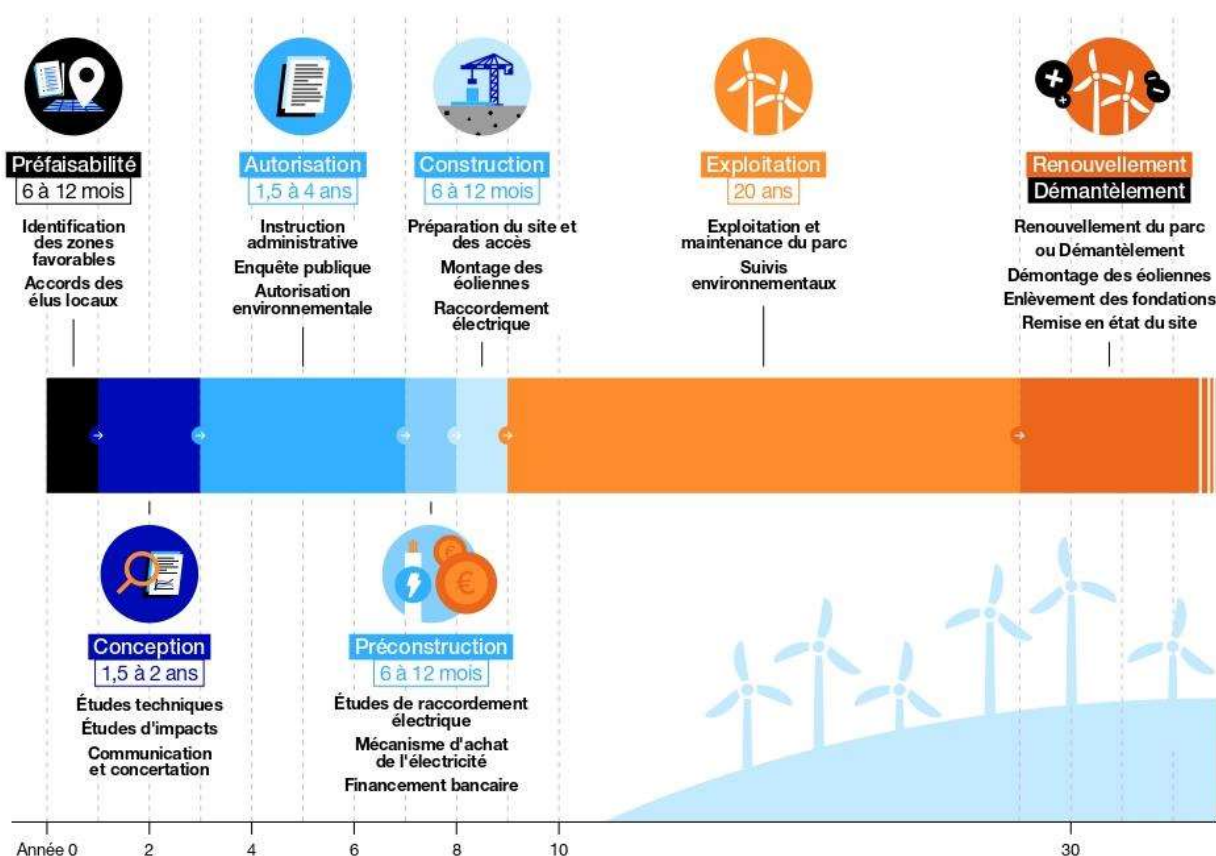


Figure 9 : Etapes du développement d'un parc éolien terrestre – The Shift Project

Notons que **tout ceci vaut surtout pour des parcs éoliens ou des centrales solaires au sol**. Toutefois, pour le PV, 65 % de la capacité raccordée en 2025 relève du segment dit S21, des installations **sur toitures et ombrières** d'une puissance inférieure à 500 kWc. Dans leurs cas, les autorisations sont plus simples à obtenir, le processus de développement est plus court, et il n'y a généralement pas de recours.

Le déploiement des filières éoliennes et solaires est confronté à différents goulots d'étranglement

Ce qui précède met en lumière les éléments à aligner pour un déploiement rapide et pérenne des filières éoliennes et solaires. Il faut du foncier en quantité suffisante, que l'utilisation de celui-ci soit acceptable sur le plan des impacts, que l'administration territoriale valide cela, que le projet soit compatible avec les aspirations des riverains, que les tribunaux puissent traiter rapidement les recours, que les travaux aient lieu, que les fabricants puissent produire au bon rythme les éoliennes et les panneaux solaires nécessaires, et enfin que le gestionnaire de réseau puisse raccorder le parc. Chacune de ces étapes nécessite du temps et des moyens techniques et humains. Certains maillons de cette chaîne bloquent-ils aujourd'hui ou risqueront-ils de bloquer à l'avenir ? C'est ce que nous allons voir à présent.

Le foncier est abondant dans l'absolu, mais fortement contraint et se raréfie rapidement

Sur le foncier il n'y a pas de grosse limitation dans l'absolu. Nous avons aujourd'hui 10 000 éoliennes en France et il faudrait en installer un total d'environ 20 à 30 000 au (grand) maximum – dans un scénario « extrême » 100 % EnR à 2050, et sans augmentation significative de la puissance des éoliennes ; or c'est ce qui est déjà installé en Allemagne aujourd'hui, pour une superficie moindre et une population plus importante [19]. Sur le PV, 0,3 % du territoire français suffirait à déployer tous les panneaux solaires requis à l'horizon 2050 [19]. Notons aussi que seul le PV au sol requiert du foncier dédié, pas celui sur toitures et ombrières.

Cela étant, le foncier concrètement exploitable pour les développeurs se raréfie rapidement. Les premiers parcs éoliens ont historiquement été installés dans les zones les moins contraintes, mais les nouveaux parcs sont confrontés à des enjeux croissants de saturation paysagère, de patrimoine, de biodiversité ou encore de couverture radar ou de circulation aérienne. Cette réalité est hétérogène : dans certains territoires les superficies restantes sont abondantes, le blocage étant plutôt politique.

Les contraintes liées à la couverture radar et à la navigation aérienne, civile comme militaire, sont particulièrement dimensionnantes pour la filière éolienne terrestre ; elles reviennent aujourd'hui à interdire *de facto* l'éolien terrestre sur la majorité du territoire français. Un arbitrage est ici nécessaire pour concilier au mieux ces deux problématiques majeures, défense et décarbonation, dans le respect mutuel.

Pour le PV, la réglementation actuelle implique de prioriser les surfaces déjà artificialisées : friches industrielles, anciennes carrières ou anciennes bases militaires, notamment – des gisements de foncier limités et convoités par de nombreux projets immobiliers, commerciaux ou industriels, dans le cadre de la loi ZAN (Zéro Artificialisation Nette). Ainsi, le développement de grandes centrales solaires au sol commence à devenir difficile, alors même que ces installations sont les plus intéressantes sur le plan économique, du fait des économies d'échelle qu'elles permettent.

Il faut remédier à cette situation en intégrant, dans la planification territoriale, des zones dédiées au développement des parcs éoliens et solaires, limitées mais garanties. Ces moyens de production électriques sont essentiels pour atteindre nos objectifs climatiques et renforcer notre souveraineté énergétique, ils doivent être explicitement priorités par rapport à d'autres types de construction.

En parallèle, le « repowering » permet d'augmenter fortement la puissance des parcs éoliens existants en remplaçant les éoliennes en fin de vie par des modèles plus récents et plus puissants : nous pourrions ainsi tripler la production hexagonale uniquement en passant de 10 000 à 15 000 mâts, à condition d'augmenter la hauteur « bout de pale ». Cependant, un repowering peut aujourd'hui nécessiter une procédure aussi lourde que le développement d'un nouveau parc : **il faut simplifier la procédure relative au repowering³⁴⁰. Il faut aussi faciliter l'installation d'éoliennes plus hautes et plus puissantes**, la puissance moyenne

³⁴⁰ Une nouvelle circulaire a été publiée en septembre 2025 [446] qui vise à clarifier les notions de modification substantielle ou modification notable lors d'un repowering qui impose soit le recours à une nouvelle autorisation environnementale soit un simple porté à connaissance.

des éoliennes aujourd'hui installées en France (environ 2,8 MW) étant basse par rapport à celle de nos voisins (entre 4 et 5 MW) [291].

De même, **l'agrivoltaïsme permet de relâcher la contrainte foncière, en installant des panneaux solaires sur des terres agricoles**, tout en apportant un ou plusieurs services à la production nourricière. Cela est particulièrement intéressant pour les exploitations menacées par le dérèglement climatique, certaines vignes ou certains pâturages du sud de la France par exemple : les panneaux apportent de l'ombre et une protection face à la grêle et au gel, ainsi qu'un complément de revenus. **Les quantités totales concrètement installables au niveau français restent à préciser, mais le gisement potentiel est très important**, même en se cantonnant aux terres de faible valeur agronomique : une fraction de pourcentage de la SAU (Superficie Agricole Utilisée) suffirait à installer plusieurs dizaines de GW, voire davantage.

Sur l'éolien en mer, on déploie principalement à ce jour de l'**éolien posé**, installé directement sur le fond marin, jusqu'à une profondeur d'environ 50 à 60 mètres. Cependant, sur certains littoraux – méditerranéens notamment – la profondeur du fond marin augmente rapidement en s'éloignant des côtes. Il faut alors avoir recours à de l'**éolien flottant**, qui repose sur un flotteur. Si certains sites d'éolien posé peuvent encore être développés, notamment en Manche et au nord de la Bretagne, l'éolien flottant représente désormais **l'essentiel du potentiel** pour développer la filière de l'éolien en mer en France. Aujourd'hui moins mature que l'éolien posé, l'éolien flottant commence tout juste à se déployer sur la base de prototypes ou de fermes pilotes [292]. Au niveau mondial, seuls une poignée de parcs commerciaux sont aujourd'hui en service. L'éolien flottant est aussi plus cher que l'éolien posé, en raison de cette moindre maturité, mais également d'une plus grande complexité d'installation et de raccordement.

Les délais d'instructions et de recours sont élevés

Les délais d'instruction des dossiers par les services DREAL et DDT constituent une part significative du délai total d'un projet éolien ou solaire, 3 ans typiquement, avec de fortes variations suivant les territoires. Les développeurs déplorent régulièrement des délais d'instruction importants et en hausse, pointant notamment le sous-effectif des services instructeurs. Selon la filière, **quelques centaines à un millier de postes supplémentaires dans les administrations concernées permettraient de lever ce goulot d'étranglement**.

À cela s'ajoute la durée des éventuels recours de la part d'opposants à certains projets, auprès des tribunaux administratifs. Ceux-ci étant saturés par des dossiers de tout type, la décision peut prendre des années, pour une durée d'instruction réelle de quelques semaines. Là aussi, **il s'agit de lever ce frein en dotant les instances concernées de moyens supplémentaires** et/ou en étudiant la possibilité de créer des instances dédiées à ce type d'affaires.

Une fausse solution de facilité consisterait à freiner sur l'éolien terrestre, sur lequel les recours sont fréquents, au seul profit du photovoltaïque, sur lequel les recours sont moindres. Cela n'est pas souhaitable, car **solaire et éolien sont complémentaires** en Europe : le premier est plus simple à déployer et produit davantage le jour et l'été, tandis que le second est plus délicat à déployer mais produit également la nuit et l'hiver – là où la consommation est la plus élevée.

Notons que l'opposition aux EnR, si elle s'illustre par de nombreux recours locaux, est loin d'être généralisée : plusieurs enquêtes d'opinion ont montré un fort soutien d'ensemble de la

population française aux énergies renouvelables, éoliennes et (plus encore) solaires, d'autant plus fort que les individus habitent à proximité de parcs éoliens ou solaires [293, 294].

Enfin, au-delà de la question des délais, **un assouplissement des lois et exigences les plus sévères, parfois sans équivalent dans les autres pays ou dans les autres secteurs, permettrait d'accélérer le déploiement de l'éolien et du PV**, à condition naturellement que cela ne soit pas rédhibitoire pour les autres enjeux légitimes concernés : biodiversité, patrimoine, défense, etc.

Des filières industrielles qui ont besoin d'un cadre pour réussir leur montée en puissance et/ou leur relocalisation

Le déploiement rapide de ces énergies nécessite aussi un effort industriel important du côté des fabricants de panneaux solaires et d'éoliennes. Sur le PV, les panneaux sont aujourd'hui essentiellement importés, principalement de Chine. Il y a là un enjeu de souveraineté plus que de disponibilité. Plusieurs projets de gigafactories, tels que Carbon (à Fos-sur-mer) et Holosolis (à Hambach), visent à produire des panneaux sur notre territoire. Chacun de ces sites pourrait à lui seul produire 5 GW par an, soit l'ensemble de la demande actuelle française. **Cette production nationale de panneaux devra toutefois être encouragée et protégée** par une politique industrielle et commerciale adéquate. Il faut pérenniser les débouchés des usines françaises en assurant dans la durée un développement du PV correspondant, et il faut privilégier des panneaux produits localement pour les nouveaux projets.

Sur l'éolien, en revanche, les principaux producteurs sont d'ores et déjà des entreprises européennes telles que Vestas (danois), Siemens-Gamesa (germano-espagnol), Nordex (actionnariat espagnol, siège en Allemagne) ou encore Enercon (allemand). **Une partie de la chaîne de valeur est d'ailleurs localisée en France, notamment pour l'éolien en mer** : Siemens-Gamesa possède ainsi une importante usine au Havre pour la production de pales et l'assemblage de turbines, LM Wind produit des pales à Cherbourg, Prysmian fabrique des câbles sous-marins dans l'Yonne et les Chantiers de l'Atlantique ont une usine de production de sous-stations électriques de raccordement à Saint-Nazaire. Selon la Direction Générale de l'Energie et du Climat (DGE) : « à ce jour, environ un tiers des capacités de production européennes pour les turbines, pales et sous-stations électriques sont situées en France » [295].

L'assemblage et l'installation des parcs éoliens en mer nécessitent également des infrastructures conséquentes : l'assemblage d'un demi-GW a ainsi réquisitionné le hub logistique du port de Saint-Nazaire pendant 6 mois. Les bateaux spécialisés requis pour l'installation des éoliennes sont aussi en nombre très limité.

Les entreprises, et principalement les fournisseurs, doivent mobiliser des effectifs importants sur une durée limitée, puis les redéployer sur d'autres chantiers après les pics d'installation. Les filières EnR sont en concurrence avec d'autres secteurs pour attirer des compétences pointues pour l'éolien en mer. Or l'absence de branche structurée des EnR désavantage ses employeurs par rapport à d'autres filières installées de longue date et/ou plus centralisées. Des pénuries sont particulièrement redoutées sur les emplois de techniciens et ouvriers d'installation et de maintenance, soudeurs, électromécaniciens, et ingénieurs de projet. Plus généralement, une hausse des effectifs totaux de 26 à 140 % sera nécessaire d'ici à 2050 (voir Figure 67 dans la partie 2).

Dans ce contexte, **les « stop and go » sont particulièrement délétères**. Les périodes de pause représentent des pertes sèches pour des acteurs économiques aux coûts fixes élevés, tandis que les périodes d'accélération trop brutales risquent de se heurter aux goulots d'étranglement précités. Plus généralement, les changements de rythmes sont déstabilisateurs pour la filière, d'autant plus qu'elle ne peut redémarrer instantanément après un ralentissement, compte tenu des inerties industrielles en jeu. **Il faut donc assurer un déploiement constant, continu, prévisible et anticipé de la filière.**

Des durées de raccordements aux réseaux de transport et de distribution élevées, et en augmentation

Enfin, les enjeux réseau associés au déploiement des EnR sont critiques. **L'éolien et le solaire étant des moyens de production électrique décentralisés, ils nécessitent un effort de raccordement important aux réseaux de transport (RTE) et plus encore de distribution (ENEDIS).** Or ceci s'inscrit dans un contexte de triple défi pour la filière, qui doit simultanément moderniser un réseau vieillissant, l'adapter au réchauffement climatique, et le métamorphoser pour permettre la transition bas-carbone [296]. Celle-ci implique en effet de raccorder des millions de sources d'électricité décentralisées, et des centaines de milliers de nouveaux « consommateurs », des bornes de recharges des VE aux gros industriels électrifiant leurs procédés.

Nombreux sont les développeurs et services instructeurs qui constatent aujourd'hui des **délais de raccordement élevés et en forte hausse**, jusqu'à 7 ans pour un parc éolien dans certains territoires. Cela est dû à des effectifs insuffisants pour faire face au déploiement rapide des filières éoliennes et PV observés ces dernières années, et notamment au foisonnement de petits projets PV. Face à cette situation, la filière des réseaux électriques s'organise pour recruter les 8 à 12 000 professionnels formés qui lui manquent chaque année d'ici à 2030 et développer les compétences de ses salariés [297]. **Le déploiement ou l'adaptation des formations nécessaires prend près de trois ans, et nécessite un engagement soutenu et durable dans chaque région concernée.**

Au-delà du raccordement, la forte pénétration des EnR variables (PV et éolien) dans le mix électrique français soulève aussi des questions d'**équilibre** et de **stabilité** du réseau ainsi que d'approvisionnement en matières premières. Comme nous le verrons dans nos bouclages énergie et cuivre (lire la deuxième partie de ce rapport), aucune de ces problématiques ne remet en cause le nécessaire déploiement massif de l'éolien et du solaire.

Il faut permettre le déploiement des filières EnR au bon rythme en limitant les goulets d'étranglements et en donnant un horizon de long-terme clair et stable

Les EnR, solaire et éolien en tête, sont vouées à jouer un rôle absolument incontournable dans le mix électrique français des années et décennies à venir, dans un contexte où l'électricité prendra elle-même une place de plus en plus prépondérante dans le mix énergétique hexagonal. **Il faut poursuivre le déploiement rapide du solaire, maintenir voire accélérer celui de l'éolien terrestre et accompagner la forte montée en puissance de l'éolien en mer.**

Des difficultés significatives risquent toutefois, si rien n'est fait, de limiter la capacité totale d'EnR installée et/ou le rythme d'installation : disponibilité du foncier, délais

d'instruction, de recours et de raccordement, capacités humaines, industrielles et logistiques. **Il faut lever ces goulots d'étranglement aussi vite que possible**, et nous avons formulé ici plusieurs préconisations en ce sens.

Plus globalement, **la filière EnR a besoin d'un pilotage d'ensemble, d'un horizon de long-terme et d'un cadre stable**. Sur le modèle de la DINN (Délégation Interministérielle au Nouveau Nucléaire, voir notre chantier nucléaire), cela pourrait être orchestré par une **Délégation Interministérielle aux EnR (DIEnR)**, en charge de la planification de la filière et des arbitrages attendants.

Contact

Clément Caudron

Chef de projet Transition Robuste

clement.caudron@theshiftproject.org

Héloïse Lesimple

Pilote communication et affaires publiques Transition Robuste

heloise.lesimple@theshiftproject.org

www.theshiftproject.org

PROLONGER ET RELANCER LE NUCLÉAIRE

ÉNERGIE

DANS LE CADRE DE NOTRE
PLAN ROBUSTE POUR L'ÉCONOMIE FRANÇAISE



L'énergie électronucléaire joue un rôle majeur dans le mix électrique français, avec près de 70 % de l'électricité produite en 2024 [298]. Elle présente le double avantage d'être bas-carbone et pilotable. Toutefois les quantités d'électricité produites à ce jour ne seront pas suffisantes. En effet, **la décarbonation de notre économie passera largement par l'électrification des usages, ce qui nécessitera des quantités additionnelles très importantes d'électricité bas-carbone** (environ un tiers de hausse d'ici à 2050 selon la SNBC2, encore davantage en cas de forte réindustrialisation)³⁴¹. Pour satisfaire cette forte consommation électrique additionnelle, il faudra simultanément développer les énergies renouvelables³⁴² et développer du nouveau nucléaire, notamment avec le programme EPR2 (EPR est l'acronyme pour *Evolutionary Power Reactor*).

De plus, le parc nucléaire existant nécessite des travaux importants. Le programme nucléaire français a été initié à la suite des chocs pétroliers de 1973 et 1979, dans un objectif de souveraineté énergétique. Construites dans les années 1980 et 1990, ces centrales avaient initialement une durée d'exploitation garantie de 40 ans, soit une échéance entre 2020 et 2030. Cela a ouvert la question du prolongement de ces réacteurs à 50 ans puis à 60 ans, voire au-delà. Celle-ci est cruciale pour électrifier nos usages pendant la prise de relais par les ENR et avant l'arrivée des nouveaux réacteurs EPR2.

Ainsi, le secteur nucléaire est aujourd'hui confronté à un double défi³⁴³ : **prolonger autant que possible le parc historique** d'une part, et **lancer de nouveaux réacteurs EPR2 aussi vite que possible** d'autre part.

Il faut réussir la prolongation du parc nucléaire historique

La prolongation à 50 ans est déjà en cours

Au sein du parc nucléaire aujourd'hui en fonctionnement, différentes versions de réacteurs coexistent, avec, dans l'ordre chronologique d'entrée en service : 32 réacteurs d'une puissance électrique de 900 MWe³⁴⁴, 20 de 1300 MWe, 4 de 1450 MWe et enfin l'EPR de Flamanville (environ 1600 MWe). Pour chacun de ces réacteurs, les échéances de prolongation à 50 puis 60 ans ne surviendront pas au même moment.

La prolongation jusqu'à 50 ans de réacteurs **900 MWe a déjà été autorisée de manière générique** – un accord site par site reste nécessaire pour qu'EDF puisse poursuivre l'exploitation. Cette prolongation nécessite de nombreuses modifications, notamment pour achever la prise en compte du retour d'expérience de l'accident de Fukushima, survenu en 2011, et pour tendre vers le niveau de sûreté des centrales les plus récentes – telles que l'EPR de Flamanville. Ces modifications sont aujourd'hui en cours de déploiement dans les centrales en question, à l'occasion de leurs « visites décennales » respectives. A fin 2024, EDF a réalisé tout ou partie de ces travaux pour 22 réacteurs sur les 32 concernés. La dernière intervention sur le dernier réacteur concernée est prévue en 2031.

³⁴¹ Voir notamment nos chantiers voitures électriques, poids-lourds électriques, pompes à chaleur, acier bas-carbone et hydro-gène vert.

³⁴² Voir Chantier n°16 : Développer l'éolien et le photovoltaïque

³⁴³ Nous ne prétendons pas ici à l'exhaustivité. La filière nucléaire rencontre d'autres défis majeurs, par exemple sur le cycle du combustible, non abordé ici.

³⁴⁴ MWe = MegaWatt électrique, unité de puissance électrique produite par le réacteur.

En juillet 2025, l'Autorité de Sûreté Nucléaire et de Radioprotection (ASNR) a rendu un **avis générique positif** sur la prolongation à 50 ans des réacteurs de **1300 MWe** [299]. Ces travaux et leur validation ont l'avantage de bénéficier du retour d'expérience de la prolongation à 50 ans des 900 MWe. Quant aux réacteurs de 1450 MWe, entrés en service au tout début des années 2000, et à l'EPR de Flamanville, entré en service en 2024, la question de leur prolongation à 50 ans n'est pas encore d'actualité.

Un bon niveau de confiance sur la prolongation à 60 ans

La prolongation à 60 ans commence, quant à elle, à être discutée pour les réacteurs de 900 MWe [300]. Les modifications s'annoncent ici plus limitées que pour la prolongation à 50 ans³⁴⁵. Il n'y a pas d'inquiétude majeure exprimée par l'ASNR à ce stade concernant ce passage à 60 ans, et ce malgré quelques points d'attention – adaptation aux effets du changement climatique et retour d'expérience sur le séisme du Teil de 2019 pour la centrale de Cruas. **Les 60 ans semblent donc atteignables pour les 900 MWe**. Cet horizon est encore lointain pour les autres modèles, plus récents.

Notons toutefois que ce maintien en exploitation du parc risque d'avoir un **coût élevé** et ce pour plusieurs raisons : remplacement de matériels rendu nécessaire par le vieillissement des installations, rehaussement du niveau de sûreté demandé lors des réexamens périodiques, ou encore projets de rénovation impulsés par l'exploitant lui-même. Il nécessitera également une sécurisation de la qualité de la sous-traitance et une ré-internalisation des **compétences critiques**, dont certaines ont été perdues. Le volume de travaux sollicitera de plus fortement les entreprises de **travaux publics**, dans un contexte où celles-ci doivent être simultanément impliquées dans de nombreux chantiers de la transition – prolongation du nucléaire existant, nouveau nucléaire, EnR, réseau électrique, réseau ferré, transports en commun, etc.

Une incertitude au-delà de 60 ans

Il y a en revanche **davantage d'incertitude**, à date, concernant une potentielle prolongation des réacteurs au-delà de 60 ans. Or l'enjeu est de taille : en l'absence de prolongation au-delà de 60 ans, les trois quarts (en puissance) du parc historique seraient amenés à fermer avant 2050, alors qu'une prolongation à 70 ans permettrait déjà d'en préserver près de 90 %. Une démarche a d'ores et déjà initiée entre EDF et l'ASNR, pour se projeter sur les conditions d'une telle prolongation et identifier les verrous potentiels, mais les premières conclusions ne seront disponibles que dans le courant de l'année 2026. L'ASNR doit se positionner avant fin 2026 sur les perspectives de poursuite du fonctionnement jusqu'à 60 ans et au-delà, et un rapport du gouvernement à ce sujet doit être remis au parlement d'ici le 31 décembre 2026.

Les Etats-Unis ont certes décidé d'une prolongation de certains réacteurs **jusqu'à 80 ans**, mais cela n'est **pas directement extrapolable au cas français**. D'une part car l'autorité de sûreté américaine demande uniquement de conserver le niveau de sûreté initial, alors que son homologue française demande de s'aligner sur les exigences les plus récentes ; et d'autre part car aux Etats-Unis les prolongations sont actées par tranche de 20 ans, contre 10 ans dans le cas français.

Plus fondamentalement, notons que la plupart des équipements d'une centrale nucléaire sont remplaçables, à l'exception de la cuve et de l'enceinte de confinement. Ces deux éléments sont les seuls qui contraignent potentiellement la durée de vie ultime, d'un point de vue

³⁴⁵ Cette dernière ayant dû intégrer le retour d'expérience de l'accident de Fukushima.

purement technique. Or le vieillissement réel des cuves est suivi au fur et à mesure, par radiographie et via l'analyse des éprouvettes situées dans le réacteur, régulièrement prélevées. La position du combustible dans le cœur est optimisée de manière à limiter le flux neutronique vers la cuve, à l'origine d'une éventuelle fragilisation. Par ailleurs il n'est pas à exclure que certains procédés – introduction de recuit de récupération [301] – permettent de « rajeunir » une cuve en éliminant certains défauts, prolongeant ainsi sa durée de vie de plusieurs années. Notons cependant que si certains composants lourds, tels que les internes de cuve, sont remplaçables en théorie, l'ampleur d'un tel chantier, tant en termes financiers qu'en terme de capacité industrielle et de radioprotection des travailleurs serait très importante. Des remplacements de cette ampleur devraient être planifiés et sécurisés de nombreuses années à l'avance. Compte tenu de tout cela, **une prolongation de tout ou partie des 900 MWe français à 70 ans est aujourd'hui incertaine : il est possible qu'elle soit techniquement faisable, mais sa mise en œuvre pourrait s'avérer complexe et coûteuse.**

Il faut réussir le lancement du nouveau nucléaire

La relance du nucléaire passe par le programme EPR2

Parallèlement à la prolongation du nucléaire historique, il s'agit simultanément de relancer la construction de nouveaux réacteurs nucléaires. Cette relance, actée lors du discours présidentiel de Belfort en 2022, s'appuiera principalement sur le **programme EPR2**. Les SMR (Small Modular Reactor), les RNR (Réacteurs à Neutrons Rapides) et la fusion thermonucléaire sont autant de chantiers majeurs qu'il faut poursuivre ou relancer sans attendre, en menant à bien les actions de R&D nécessaires, et en les insérant dans la dynamique industrielle d'ensemble de la filière. Toutefois, compte tenu de leurs maturités respectives, il est peu probable qu'ils jouent un rôle significatif dans le mix électrique d'ici à 2050³⁴⁶. Nous centrerons donc ici notre propos sur les EPR2.

Le réacteur EPR2 est fortement inspiré de l'EPR de Flamanville. Il est toutefois structurellement en écart sur trois points principaux. Tout d'abord son design intègre directement les contraintes issues du retour d'expérience de Fukushima, alors que l'EPR a été conçu avant l'accident – bien qu'amélioré à sa suite. D'autre part l'EPR devait initialement être un programme franco-allemand, intégrant donc les contraintes des industriels des deux pays, alors que l'EPR2 est uniquement français, permettant par principe de nombreuses simplifications³⁴⁷. Enfin, et surtout, l'EPR2 intègre le retour d'expérience de la conception et de la construction des quatre premiers EPR mis en service (Olkiluoto 3 en Finlande, Taishan 1 et 2 en Chine et Flamanville 3 en France) et vise à optimiser celles-ci. Pour ces trois raisons, il est logique que la filière privilégie le développement de réacteurs EPR2 plutôt que d'avoir à nouveau recours à des modèles plus anciens.

³⁴⁶ Notons toutefois que les SMR constituent une vaste famille, au sein de laquelle il faut distinguer les AMR (Advanced Modular Reactor), qui sont basés sur de nouvelles technologies de réacteurs (neutrons rapides notamment), et ne seront donc pas disponibles à court terme, et les SMR « classiques », basés sur une technologie similaire à celle du parc actuel, dont les premiers exemplaires pourraient arriver au début de la décennie 2030. Précisons aussi que les SMR ne visent pas uniquement la production d'électricité, mais également, ou exclusivement, celle de chaleur, pour l'industrie et/ou pour les réseaux de chaleur urbain.

³⁴⁷ Par exemple la suppression de redondances inutiles du point de vue de la sûreté, introduites dans l'EPR pour répondre aux habitudes de chacun des concepteurs.

Il faut réussir l'entrée en service des premiers EPR2 vers 2038

Le développement d'une centrale nucléaire est un **vaste projet industriel**, qui s'étale inévitablement sur une durée importante. Il démarre par la conception du modèle, préliminaire puis détaillée, se poursuit par la réalisation du chantier proprement dit, et s'achève par de nombreux tests, avant et après le raccordement au réseau électrique. Différents acteurs interviennent à chaque étape : l'exploitant - EDF, le concepteur du réacteur - Framatome, les différents fournisseurs produisant les équipements, les entreprises de BTP chargées du chantier ou encore l'ASNR, qui valide la sûreté de l'ensemble tout au long du processus.

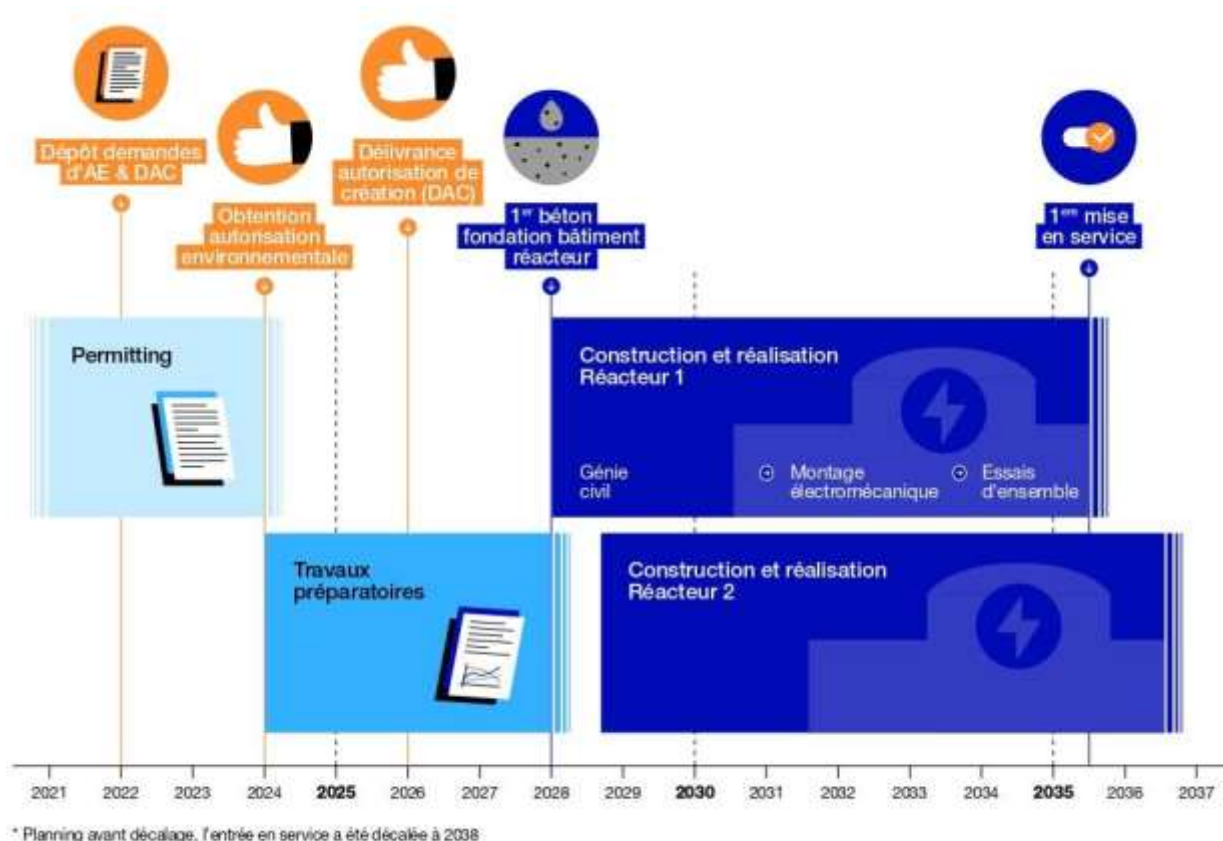


Figure 10 : Planning initial des EPR2 de Penly – The Shift Project

Initialement prévue en 2035, la date d'entrée en service des premiers EPR2 a été décalée en **2038**, à la suite d'un audit jugeant le design encore insuffisamment mature [289]. Pour que ce projet voie désormais le jour dans les temps, il faut une filière organisée en ce sens, assise sur un tissu industriel solide, renforcée par les investissements et les recrutements adéquats, bénéficiant des financements nécessaires et ayant tiré les leçons des échecs passés. Ces prérequis seront-ils au rendez-vous ?

La filière nucléaire est structurée au sein du GIFEN (Groupement des Industriels Français de l'Energie Nucléaire). Elle est constituée de près de 2000 entreprises, pour un total de plus de 250 000 salariés, et couvre toute la chaîne de valeur. Elle est de plus relativement centralisée autour d'EDF, l'unique exploitant du parc nucléaire français, et de Framatome, qui conçoit et fabrique les réacteurs en lien avec EDF. Elle bénéficie en outre, via la DINN (Délégation Interministérielle au Nouveau Nucléaire), directement rattachée au premier ministre, d'une instance qui supervise et coordonne les programmes du nouveau nucléaire.

Sa planification est explicitée dans le rapport MATCH [302] du GIFEN, qui décrit l'effort d'investissement et de recrutement requis par les différents chantiers de la filière, dont la conception et la fabrication des EPR2. Cela permet de pointer les métiers en tension ou les fragilités potentielles du tissu industriel, afin d'y remédier. La relance du nucléaire, combinée à la pyramide des âges, se traduit par des **besoins de recrutement massifs**, à hauteur d'environ 100 000 emplois dans les 10 ans à venir, pour une filière qui en compte environ 250 000 aujourd'hui³⁴⁸. Il y a là un **défi majeur**, d'autant plus que certains emplois sont peu attractifs, et que leur répartition sera inégalement répartie dans l'espace – avec une forte concentration autour des chantiers concernés, souvent localisés loin des grandes agglomérations – et dans le temps – avec un pic lors de la construction puis de forts enjeux de reconversions en fin de chantier. L'effort de **formation** correspondant doit également être anticipé, et cela nécessite une vision fiable sur le calendrier EPR2. Enfin, l'attractivité d'ensemble de la filière sera d'autant plus importante que la volonté nationale de relance du nucléaire sera clairement affichée et assumée.

Sur le plan du **financement**, l'exercice est complexe. L'industrie nucléaire est particulièrement gourmande en capital, en raison de la taille gigantesque des projets et des durées très longues des constructions. Alors que, dans certains pays, le financement est pris en charge directement par l'Etat, en France et dans le contexte européen en particulier, la majeure partie des investissements est directement prise en charge par EDF. L'entreprise doit viser l'équilibre financier tout en réalisant de forts investissements, sur le nouveau nucléaire mais aussi sur le parc historique, tandis qu'elle n'a pas de garantie sur ses revenus, le prix de l'électricité étant principalement déterminé par le marché. Un prix trop élevé risquerait en outre de freiner l'électrification des usages et d'alourdir la facture des ménages et des entreprises, en particulier des industriels électro-intensifs [303]. Un schéma de financement des EPR2 a été proposé par l'exécutif français, mais il doit être accepté par la commission européenne en 2026, et il n'est pas certain que la convergence entre Paris et Bruxelles soit aisée [304]. Or, tant que ceci n'est pas officiellement acté, il est compliqué pour les entreprises du secteur de lancer les investissements, recrutements et formations nécessaires.

Tout cela s'inscrit de plus dans un contexte mondial de **hausse du coût de l'industrie nucléaire** dont l'origine est multifactorielle : alourdissement de la réglementation et difficultés d'application, complexité de la conception, manque de normalisation, échecs en matière de gestion de projet [305], ou encore intérêts bancaires élevés en raison d'une incertitude sur l'aboutissement des projets. Cette hausse peut toutefois être limitée par la construction en série de réacteurs, en s'appuyant sur la réplication et la standardisation.

Enfin, sur le plan technique, industriel et organisationnel, il importe de tirer le **bilan de l'EPR de Flamanville** qui, avec ses 12 ans de retard, fait figure de contre-exemple sur le plan calendaire – ainsi qu'en termes de surcoûts. Ce bilan a notamment été synthétisé dans le rapport Folz [306]. Y sont pointées, entre autres, la perte de compétence d'une filière qui n'avait pas construit depuis longtemps, la complexité de l'organisation industrielle du projet et l'absence de chef de projet clair, ou encore la difficulté pour les fournisseurs de réaliser les recrutements et investissements nécessaires en l'absence de perspective durable – l'EPR étant un exemplaire unique sur le sol français. Y sont aussi mentionnés l'annonce de délais perçus dès le départ comme totalement irréalistes par de nombreux acteurs, ainsi que le

³⁴⁸ Toutefois ces chiffres ne tiennent pas compte des gains potentiels de productivité, qui peuvent être atteints notamment grâce à la standardisation et à la réplication.

lancement prématuré des travaux alors même que le design n'était pas encore mature, conduisant à des modifications complexes pendant le chantier lui-même. Plus généralement, il est crucial que l'organisation soit claire et lisible, en interne comme en externe, et que le partage des responsabilités soit pertinent. La capacité de la filière à intégrer l'ensemble de ce retour d'expérience sera déterminante pour ne pas reproduire les mêmes erreurs sur l'EPR2, et pour garantir la tenue des délais annoncés.

Il faut mettre en service six à quatorze EPR2 d'ici à 2050

Pour l'heure, **six réacteurs EPR2** sont prévus. Ils seront construits par paires, réparties sur trois sites différents : une paire à Penly (Normandie), une paire à Gravelines (Hauts-de-France) et une paire au Bugey (Auvergne-Rhône-Alpes). Tous ces réacteurs seront construits sur des sites existants, qui accueillent déjà des centrales nucléaires à ce jour ; il ne s'agit pas de trouver de nouveaux sites pour l'occasion. La première paire, celle de Penly, doit entrer en service en 2038, suivie deux ans plus tard de celle de Gravelines, puis deux ans plus tard de celle de Bugey.

Produire plusieurs réacteurs EPR2 – et non un seul comme pour l'EPR de Flamanville – permet aux industriels impliqués de réaliser des économies d'échelles en produisant des volumes d'équipements plus importants que pour un réacteur unique. Surtout, échelonner ces chantiers dans le temps permet de bénéficier de l'effet de série : le retour d'expérience des premiers chantiers alimente l'optimisation des chantiers suivants. Enfin, cette activité prévisible et soutenue sur une longue période permet à la filière d'anticiper les investissements et les recrutements nécessaires.

Huit autres réacteurs pourraient ensuite s'ajouter à ces six premiers. Selon RTE, ces 14 EPR2 à horizon 2050 constituent la borne haute envisageable, aux dires de la filière elle-même [19]. Certains imaginent toutefois pouvoir aller au-delà, jusqu'à 20 voire 22 EPR2 mis en service d'ici à 2050 [307]. Aucune décision officielle n'a encore été rendue concernant ces EPR2 additionnels. On ne sait pas non plus où ils seraient localisés le cas échéant, au-delà du fait qu'il s'agira là encore de sites nucléaires existants. Leur faisabilité industrielle n'est pas non plus documentée pour le moment : ils ne sont pas inclus dans le périmètre du rapport MATCH précité. Cependant, leur horizon de mise en service est également plus lointain, laissant du temps à la filière pour s'organiser en conséquence.

Conclusion

Pour réussir l'électrification des usages nécessaire à la décarbonation de l'économie, il est indispensable de prolonger autant que possible le parc nucléaire historique et de lancer aussi vite que possible de nouveaux réacteurs nucléaires de type EPR2. La prolongation à **50 ans** est déjà **en cours** et celle à **60 ans** semble **très probable**. En revanche, il n'y **pas de certitude à date** sur une potentielle prolongation **au-delà de 60 ans**, même si elle n'est pas improbable dans son principe.

Par ailleurs, l'entrée en service de **premiers EPR2 en 2038** semble **crédible**, même si un **retard** de quelques années est toujours possible, voire **probable** sur ce type de gros projet industriel, le retour d'expérience de Flamanville permettant toutefois de limiter le risque de forte dérive. A l'inverse, il semble difficile de faire beaucoup mieux que 2038, le calendrier amenant à cette date n'étant que faiblement compressible : tenir cette échéance serait déjà une excellente chose.

Il y a enfin une vraie **incertitude** sur le **nombre d'EPR2** réalisable à **horizon 2050** : sauf gros retard les six premiers EPR2 seront vraisemblablement mis en service à cet horizon, mais cela est plus incertain sur les potentiels huit EPR2 suivants, et plus encore pour d'hypothétiques réacteurs supplémentaires. Ceci étant, plus le volontarisme politique en la matière sera clair et constant, et plus une vision anticipée et stable sera communiquée à la filière, plus l'entrée en service de nombreux EPR2 sera probable.

A contrario, le risque que le projet EPR2 ne voie jamais le jour pour des raisons techniques ou industrielles semble aujourd'hui très faible. Il n'est toutefois pas impossible qu'il achoppe sur des motifs non-techniques, le schéma de financement par exemple. **Dépendre d'un gros projet** pour une partie significative de sa production électrique présente un **risque inhérent**, en cas d'échec dudit projet : c'est une raison supplémentaire de prolonger le parc nucléaire historique et de déployer les énergies renouvelables, en parallèle du nouveau nucléaire, afin de diversifier les paris réalisés.

Contact

Clément Caudron

Chef de projet Transition Robuste

clement.caudron@theshiftproject.org

Héloïse Lesimple

Pilote communication et affaires publiques Transition Robuste

heloise.lesimple@theshiftproject.org

www.theshiftproject.org

METTRE EN ŒUVRE UN DÉPLOIEMENT SOUTENABLE DES BIOÉNERGIES

ÉNERGIE

DANS LE CADRE DE NOTRE
PLAN ROBUSTE POUR L'ÉCONOMIE FRANÇAISE



Dans le cadre de la transformation bas-carbone de notre économie, le secteur agricole est à la croisée de multiples enjeux. Il consomme certes de l'énergie et émet des gaz à effet de serre (voir nos chantiers azote et élevage), mais il stocke également du carbone (voir notre chantier puits naturels) et fournit de la biomasse³⁴⁹ à vocation énergétique, contribuant ainsi à la décarbonation de différents usages : chauffage, transports ou encore industrie. Cette dimension est partagée avec le secteur forestier, ayant également la capacité à fournir des ressources renouvelables et bas carbone (bois, chaleur renouvelable) à différentes industries, ainsi que de séquestrer du carbone dans les sols et la biomasse forestière. C'est d'ailleurs la forêt qui porte la première filière de bioénergie du pays, le bois-énergie, tant en termes de biomasse mobilisée que d'énergie produite. Aujourd'hui en France, **environ 10% des ressources totales en biomasse [308], soit 36 MtMS³⁵⁰, sont utilisées pour produire des bioénergies** (biogaz, biocarburants liquides, bois énergie).

La combustion de bioénergies émet du CO₂, à l'instar des carburants fossiles. En revanche ce CO₂ a préalablement été extrait de l'atmosphère par la biomasse à l'occasion de sa croissance, au travers du processus de photosynthèse, si bien que l'opération est **neutre au premier ordre**. Ce n'est bien sûr pas le cas avec du carbone fossile (issu du pétrole, gaz naturel ou charbon), stocké sous terre depuis des millions d'années. Comme nous allons le voir, le gain climatique des bioénergies est toutefois à nuancer au cas par cas, à l'aune de leurs **conditions concrètes de production**.

Dans un contexte où de nombreux secteurs comptent sur la biomasse pour décarboner l'énergie qu'ils consomment, où les gisements en question sont limités, et où les contreparties agroécologiques peuvent être significatives, nous allons ici nous demander **quel niveau de déploiement soutenable est possible et souhaitable, pour le biogaz, les biocarburants routiers (bioéthanol et biogazole), et le bois-énergie**. Le sujet des carburants durables pour l'aérien est quant à lui traité dans notre chantier aérien³⁵¹.

Quel déploiement soutenable du biogaz ?

La méthanisation : voie privilégiée pour produire du gaz bas carbone

La méthanisation est un processus biologique permettant de produire une énergie renouvelable, le biogaz, par la dégradation de matières organiques par des bactéries dans un milieu sans oxygène (digestion anaérobie). Si ce phénomène peut s'opérer dans certains milieux naturels (marais), l'analyse portera ici sur sa mise en œuvre en environnement contrôlé, dans des **méthaniseurs**. Après avoir été alimentés en biomasse, ces derniers génèrent deux composantes : du **biogaz**, qualifié de biométhane après épuration, et du **digestat**, qui contient de l'azote utilisable pour fertiliser les cultures en substitution d'engrais azotés de synthèse³⁵², dont l'impact climatique et environnemental est considérablement plus élevé (voir notre chantier azote). Bien que d'autres technologies soient également en

³⁴⁹ La biomasse désigne l'ensemble des matières organiques d'origine animale ou végétale (cultures végétales, coproduits agricoles, arbres, déchets bois...) certaines pouvant être converties en énergie.

³⁵⁰ Millions de tonnes de matière sèche

³⁵¹ La question des carburants durables se pose également pour le secteur maritime et fluvial, non étudié dans le présent document.

³⁵² Il est toutefois important de préciser que la méthanisation ne crée pas d'azote, mais participe au recyclage de l'azote contenu dans les matières agricoles méthanisées. Celui-ci est alors disponible sous la forme d'un digestat et restitué aux agriculteurs afin qu'ils puissent fertiliser leurs parcelles.

développement (pyrogazéification, gazéification hydrothermale, power-to-methane) – lire plus bas, **la méthanisation constitue actuellement la voie privilégiée pour produire du gaz bas carbone.**

Le biogaz utilisé en substitution de gaz fossile permet de diviser par 5 à 10 les émissions de GES en analyse de cycle de vie [309]. Toutefois, le potentiel d'atténuation dépend fortement du type de méthanisation déployée, des intrants choisis³⁵³ ainsi que de la capacité à bien valoriser les digestats et à maîtriser les émissions fugitives³⁵⁴.

Une grande diversité de ressources méthanisables, une spécificité française

La France se distingue par la présence d'une grande variété de gisements se prêtant à la méthanisation : effluents d'élevage, CIVE (couverts intermédiaires à vocation énergétique³⁵⁵), résidus de culture, cultures alimentaires, surplus d'herbe de prairies, déchets issus des industries agroalimentaires, biodéchets... Le recours aux cultures alimentaires est encadré par un seuil maximum de prélèvement, fixé à 15% de la biomasse incorporée au méthaniseur³⁵⁶, afin de prévenir les conflits avec l'alimentation humaine et animale, et de garantir le retour au sol de la matière organique. **A l'heure actuelle, l'effort se porte majoritairement sur les effluents d'élevage (51% des volumes méthanisés en 2025), suivis par les déchets issus des industries agroalimentaires (17%) et les CIVE (14%) [310].** Si cette répartition laisse entrevoir une certaine marge de diversification, la disponibilité des gisements reste étroitement liée aux spécialisations agricoles des territoires. A titre d'exemple, les unités valorisant les déjections animales émergent plutôt dans les bassins d'élevage (Bretagne, Pays de la Loire), tandis que les projets articulés autour des biodéchets se déploient surtout au cœur des bassins métropolitains.

D'ici 2050, le mix de gisements méthanisés pourrait évoluer vers une sollicitation croissante des CIVE, dotées d'un potentiel d'expansion important, **et dans une moindre mesure, des surplus d'herbe de prairies et des effluents d'élevage**³⁵⁷. En effet, bien qu'une diminution des cheptels soit anticipée dans les scénarios de référence³⁵⁸, il est possible d'intensifier le taux de collecte des effluents. L'un des freins potentiels est l'exigence d'hygiénisation des intrants (chauffage à plus de 70°C), une contrainte thermique et économique s'appliquant aux déjections animales dans le cas de projets collectifs³⁵⁹, ainsi qu'à certains biodéchets lorsqu'ils sont introduits en mélange³⁶⁰. A l'inverse, le potentiel semble plus limité pour les boues de stations d'épuration et les coproduits agroalimentaires.

³⁵³ A titre d'exemple, la méthanisation de lisier ou de fumier présente en général un meilleur bilan GES que celle de couverts intermédiaires (CIVE), car elle évite une partie importante des émissions liées à la gestion et au stockage des effluents d'élevage, tandis que les CIVE ajoutent des émissions en amont liées à leur fertilisation azotée : [470]

³⁵⁴ Entretien avec Hugo Kech (Aile Asso)

³⁵⁵ Cela concerne des cultures à haut potentiel méthanogène tels que le maïs, le sorgho, le tournesol, le triticale, la luzerne ou encore le trèfle. Elles sont cultivées spécifiquement en vue de produire de l'énergie (en l'occurrence du biogaz ici) tout en permettant de restituer de l'azote fertilisant aux agriculteurs lorsqu'ils récupèrent le digestat.

³⁵⁶ Le décret n° 2016-929 du 7 juillet 2016 pris pour l'application de cet article prévoit pour les cultures alimentaires ou énergétiques, cultivées à titre de culture principale, un seuil maximal de 15 % en tonnage brut total des intrants pour l'approvisionnement des installations de méthanisation.

³⁵⁷ C'est la perspective remontée par les spécialistes ainsi que par des travaux prospectifs récents : scénarios ADEME Transitions 2050 [339], scénario négaWatt 2022 [471] ou encore une publication de Solagro dédiée aux potentiels de biomasse énergie [472].

³⁵⁸ Cela vaut notamment pour le cheptel bovin, projeté à la baisse d'ici 2050 dans les scénarios Afterres2050, Tyfa ou encore dans les travaux du Shift sur l'agriculture (baisse de 27% du troupeau bovin dans le scénario de conciliation du Shift à horizon 2050)

³⁵⁹ Cela s'applique aux projets de méthanisation de déjections animales lorsqu'ils associent plus d'une dizaine d'élevages ap-porteurs ou plus de 30 000 tonnes de lisier entrant : <https://info.agriculture.gouv.fr/boagri/instruction-2020-41>

³⁶⁰ <https://www.legifrance.gouv.fr/jorf/id/JORFTEXT000036830969>

Différentes échelles de méthanisation avec des enjeux spécifiques

La méthanisation se déploie à différentes échelles selon qu'elle a été pensée pour les besoins d'un agriculteur (*méthanisation à la ferme*), d'un collectif d'exploitations agricoles (*méthanisation collective*) ou sous l'impulsion d'industriels (*méthanisation industrielle*). Ces trois schémas peuvent répondre à des motivations multiples : générer un revenu supplémentaire pour l'agriculteur, réduire la dépendance aux engrais azotés de synthèse par la valorisation des digestats, améliorer la gestion des effluents à l'échelle locale, satisfaire à l'obligation de couverture des sols, ou encore sécuriser un approvisionnement en biométhane pour des industriels ou des énergéticiens.

Ces échelles différenciées affectent à la fois l'ampleur des rayons de collecte des intrants, de 7 km en moyenne pour les méthanisations collectives à 50 km pour des projets d'ampleur industrielle, et **le rythme de déploiement des projets**, compris en moyenne entre 3 et 8 ans. Ces **délais** semblent difficiles à compresser, compte-tenu du temps nécessaire pour l'instruction des dossiers, le chantier et le raccordement au réseau des installations. L'**acceptabilité** locale constitue également un défi majeur : les élus et les riverains manifestent souvent des craintes quant aux nuisances olfactives, aux risques sanitaires (fuite de digestats, risque d'explosion des méthaniseurs) ou au trafic routier, une unité de 25 GWh/an (méthanisation industrielle)³⁶¹ pouvant générer le passage d'une dizaine de camions par jour. En outre, l'accès au **foncier** peut constituer un goulet d'étranglement, dans la mesure où les méthanisations d'ampleur territoriale ou industrielle, considérées comme des activités non agricoles, sont soumises aux exigences de la trajectoire ZAN (zéro artificialisation nette).

Une filière à la croisée des chemins ?

La filière se trouve aujourd'hui à la confluence de deux mutations : l'une technique, à savoir **l'abandon progressif de la cogénération au profit de l'injection directe dans le réseau gazier**, l'autre économique et réglementaire, consistant en **l'adoption d'un nouveau mécanisme de financement** mettant à contribution les fournisseurs de gaz privés.

C'est en effet autour de la cogénération, c'est-à-dire la production locale d'électricité et de chaleur, que se structure la filière au milieu des années 2010, mais ce schéma révèle rapidement certaines limites, incluant par exemple le faible rendement électrique de la cogénération et la difficulté à valoriser la chaleur produite en zone rurale. Un virage s'opère alors à partir de 2019 vers l'injection directe de biométhane dans le réseau gazier. Cette solution permet cette fois de valoriser une part plus importante de l'énergie produite tout en étant portée par des tarifs d'achat incitatifs garantis par l'Etat. Cette bascule vers l'injection est devenue définitive avec l'abrogation du tarif d'achat BG16 en septembre 2025 : il n'est désormais plus possible pour un nouveau projet de développer une unité de cogénération.

Si ces différentes phases ont permis une croissance soutenue de la méthanisation, la filière traverse désormais une **phase de ralentissement liée à l'adoption d'un nouveau mécanisme de financement : les certificats de production de biogaz (CPB)**. Ces derniers viennent se substituer aux tarifs d'achat publics (financés par l'Etat) pour les grands projets, avec plusieurs différences notables. Ils consacrent un transfert de responsabilité de l'Etat vers des clients résidentiels et tertiaires, ayant désormais l'obligation légale d'acheter ces certificats

³⁶¹ Les méthanisations à la ferme et à l'échelle d'un collectif d'exploitations agricoles affichent plutôt une production moyenne respective de 8 GWh/an et 15 GWh/an.

pour décarboner leur mix. Les CPB réduisent cependant à court terme la visibilité financière des porteurs de projet, puisqu'à la différence de tarifs d'achat garantis sur 15 ans par l'Etat (soit la durée d'exploitation moyenne d'un méthaniseur), la trajectoire d'obligation des CPB n'est définie à ce stade que pour 3 ans³⁶². Ainsi, au regard de leur complexité et des risques financiers à prendre, les CPB pourraient favoriser les installations de grande ampleur ; un effet déjà perceptible, puisque 40% des analyses préliminaires menées actuellement concernent des unités de plus de 25 GWh/an³⁶³. Si cette dynamique répond à une logique d'industrialisation, dans un contexte de montée en puissance de la filière, elle embarque toutefois des enjeux d'acceptabilité locale et de bonne insertion dans les contextes agricoles locaux.

La France compte actuellement **803 unités de méthanisation ayant injecté 13,6 TWh dans les réseaux en 2025**. Bien qu'étant en croissance, **ce volume de biométhane injecté ne correspond qu'à 3,9% de la consommation actuelle de gaz (350 TWh en 2025)** [311]. La PPE 3 vise 44 TWh injectés au réseau d'ici 2030 (contre 15,6 TWh de capacité installée actuellement) [312].

Quel potentiel de biogaz issu de la méthanisation d'ici 2050 ?

Les estimations de production potentielle de biogaz oscillent entre 70 et 140 TWh d'ici 2050, selon les arbitrages industriels (dimensionnement des méthaniseurs, densification du réseau...) et le niveau de soutien économique apporté à la filière. Toutefois, des désaccords s'expriment quant à la capacité à atteindre de tels niveaux de production sans compromettre le caractère agroécologique des futurs projets. Certains spécialistes pointent notamment un risque de dérives dans l'approvisionnement des unités (fertilisation intensive des CIVE, mobilisation excessive de cultures principales) et quant à la capacité à restituer les digestats, c'est-à-dire l'azote, aux agriculteurs comme fertilisant.

Des besoins critiques en matière d'emplois et de formation

Une croissance soutenue de la méthanisation dans les prochaines décennies soulève également des enjeux de main d'œuvre et de compétences. Les spécialistes consultés évoquent une **certaine difficulté à recruter du personnel qualifié pour la construction et la maintenance des méthaniseurs**, en particulier pour les interventions techniques sur les cuves. Cette situation s'explique par la relative jeunesse de la filière française par rapport à nos voisins européens (Allemagne, Danemark, Pays-Bas), mais également par le besoin de gérer une forte diversité d'intrants, ce qui suppose de **concevoir des installations capables de s'ajuster à une biomasse hétérogène et évolutive**. De plus, l'émergence de la méthanisation dessine un **nouveau métier d'agriculteur-méthaniseur**, consistant soit en la gestion d'un atelier supplémentaire au sein de l'exploitation, avec une astreinte quotidienne, soit en la maîtrise d'une logistique complexe dans le cas de projets collectifs ou industriels. Dans ce contexte, il serait précieux que les compétences relatives à la méthanisation (conduite de CIVE, conception de plans d'épandages adaptés...) soient davantage intégrées dans la formation initiale et continue des agriculteurs.

³⁶² La trajectoire d'obligation des CPB n'est à ce stade fixée que pour 2026-2028. Toutefois, la PPE 3 prévoit son prolongement jusqu'en 2035, sous réserve de sa traduction réglementaire.

³⁶³ Entretien avec GRDF

Assurer une planification territoriale et un pilotage réel de la filière

Le déploiement à grande échelle de la méthanisation implique un travail de planification, tant à l'échelle de la filière que des territoires. Cet effort pourrait passer par la consolidation des **cellules biomasse régionales** et de leurs capacités de suivi, afin de s'assurer notamment que la biomasse méthanisée ne compromette pas d'autres usages prioritaires des ressources agricoles, tels que l'alimentation humaine et animale ou le retour au sol³⁶⁴. **A cela s'ajoute la nécessité d'une planification spatiale dans le déploiement de nouvelles unités**, afin d'éviter notamment une surconcentration dans certains territoires (nord de la Loire par exemple). En la matière, certaines administrations déconcentrées peuvent jouer un rôle clef, en particulier les DREAL et les DDT-M, impliquées respectivement dans l'instruction des projets de méthanisation et leur bonne intégration au sein des territoires.

En outre, le pilotage de la filière pourrait être facilité par une simplification de la remontée d'informations quant aux matières méthanisées. A l'heure actuelle, un agriculteur-méthaniseur doit renseigner près de 350 indicateurs auprès de 6 organismes distincts (préfecture, ADEME, Agence de l'eau...), ce qui génère des surcharges administratives et une qualité de suivi très hétérogène selon les départements. Il apparaît ainsi opportun de **mettre en place des remontées uniques et transparentes** afin d'éviter les asymétries d'information entre administrations et d'assurer un suivi homogène et plus rigoureux des biomasses mobilisées à l'échelle nationale.

Une contribution incertaine des technologies alternatives à la méthanisation d'ici 2050

La production de gaz bas carbone pourrait également s'appuyer sur l'émergence de nouvelles technologies d'ici 2050. Trois procédés sont envisagés : la pyrogazéification, la gazéification hydrothermale et le power-to-methane. La **pyrogazéification** consiste à porter à très haute température (entre 800 et 1500°C) des matières sèches ligneuses (bois, déchets bois, miscanthus, biomasses agricoles ligneuses³⁶⁵) ou solides (CSR³⁶⁶) en présence d'une faible quantité d'oxygène, ce qui produit un gaz de synthèse, le « syngas », mêlé à d'autres coproduits (huiles, biochar³⁶⁷, vitrifiats inertes...). Ce syngas passe ensuite par une étape de méthanation visant à convertir le monoxyde de carbone (CO) et l'hydrogène (H₂) en méthane de synthèse (CH₄) injectable au réseau gazier. Bien que la technologie soit relativement mature (TRL³⁶⁸ compris entre 6 (démonstrateur) et 8 (qualifié prêt pour production)), il subsiste de forts enjeux quant à l'épuration du « syngas » produit, à la disponibilité en matières ligneuses³⁶⁹ et à l'établissement d'un modèle économique solide pour que la filière puisse monter en puissance. Un élément clef est la valorisation des co-produits, en particulier le biochar, qui serait susceptible d'améliorer le bilan environnemental tout comme l'équation

³⁶⁴ Toutefois, la méthanisation permet le retour au sol d'une partie significative du carbone (50%) et des nutriments (95 % du phosphore, 100 % du potassium et, pour l'azote entre 58 à 76%) contenus dans les matières agricoles méthanisées au travers du digestat restitué aux agriculteurs : [470]

³⁶⁵ Cela inclut notamment les anas de lin, les pailles de céréales et de chanvre.

³⁶⁶ Les combustibles solides de récupération (CSR) sont préparés à partir de déchets solides triés non dangereux de façon à permettre une valorisation énergétique performante en chaleur et/ou en électricité pour substituer l'énergie fossile.

³⁶⁷ Le « biochar » est une forme de charbon végétal produit par la pyrolyse de matières organiques telles que les sous-produits de la filière bois, résidus agricoles, déjections solides, déchets verts ou déchets alimentaires.

³⁶⁸ L'indice TRL (Technology Readiness Level) évalue le niveau de maturité d'une technologie jusqu'à son intégration dans un système complet et son industrialisation.

³⁶⁹ C'est un enjeu critique au regard du faible rendement de cette technologie (pyrogazéification), et ainsi des quantités importantes de matières ligneuses nécessaires, alors même qu'elles sont déjà sollicitées dans d'autres processus industriels (bois d'industrie pour des produits bois, industrie HT et réseaux de chaleur...)

économique des projets. Dans le cas de la **gazéification hydrothermale**, l'intérêt réside dans la capacité à valoriser des biomasses humides problématiques (déchets contaminés, effluents industriels, boues de station d'épuration, digestats non épandables) en les portant à haute pression (250 à 300 bar) et haute température (entre 400 et 700 °C)³⁷⁰. La technologie n'est cependant pas suffisamment mature (TRL compris entre 5 (pilote laboratoire) et 8 (unité industrielle aux Pays-Bas)) pour jouer un rôle significatif d'ici 2050. Quant au **power-to-methane**, consistant en la synthèse de gaz à partir d'hydrogène et de CO₂ biogénique, l'équilibre économique de la filière reste à construire³⁷¹. Son essor dépendra du niveau du soutien de l'État et de la capacité à disposer d'un hydrogène décarboné, en quantité importante et à bas coûts dans les prochaines décennies.³⁷²

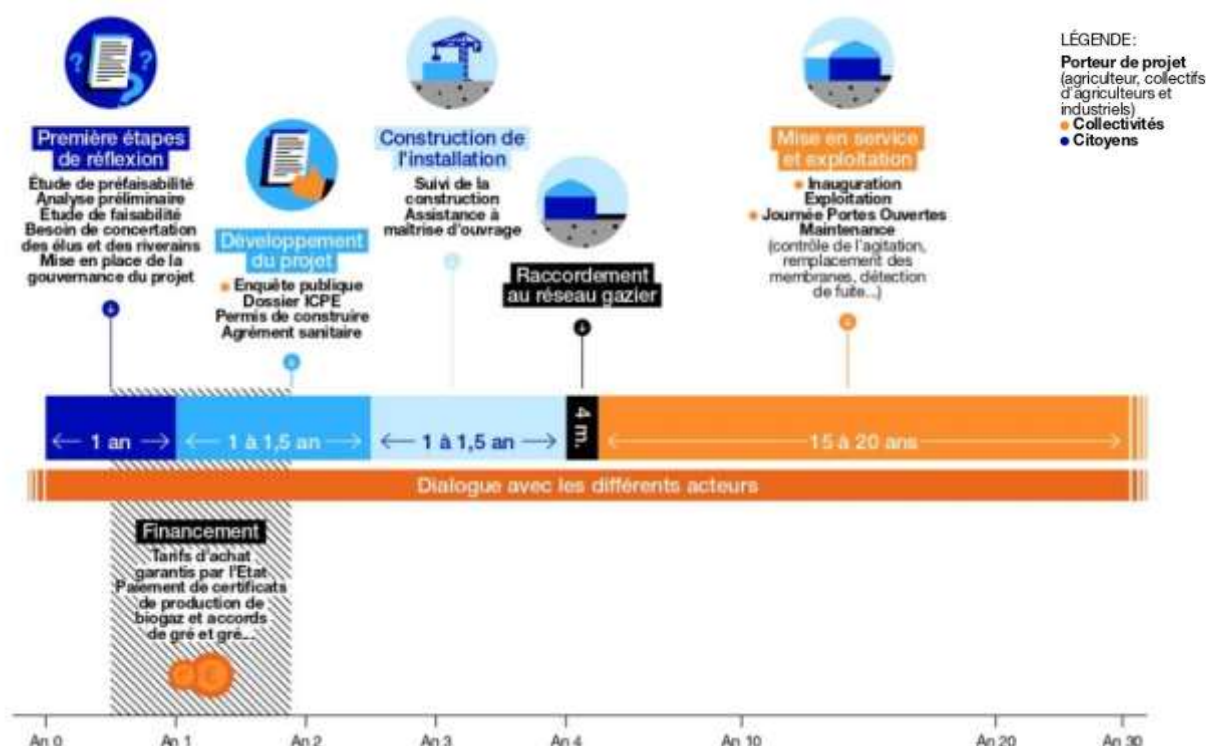


Figure 11 : Les grandes étapes d'un projet de méthanisation – The Shift Project

³⁷⁰ La gazéification hydrothermale présente aussi un intérêt environnemental croissant pour le traitement de polluants émergents, notamment les PFAS, dans un contexte d'exigences sanitaires et réglementaires renforcées.

³⁷¹ Le document « Perspectives Gaz 2022 » accordait des potentiels de production s'élevant à 90 TWh pour la pyrogazéification, 50 TWh pour la gazéification hydrothermale et 50 TWh pour le power-to-methane d'ici 2050 [473].

³⁷² Voir notre [chantier sur l'hydrogène](#)

Quelle place pour les biocarburants routiers ?

Qu'est-ce qu'un biocarburant routier ?

Il est tout d'abord envisageable de faire rouler des véhicules au biogaz ou au **bioGNV** (déclinaison renouvelable du « Gaz Naturel pour Véhicule ») : c'est notamment le cas d'une partie du parc français de bus et de poids-lourds. Toutefois, comme nous venons de le voir, les gisements de biométhane sont fortement contraints³⁷³, le recours à cette option sera donc limité, et ne sera pas développé ici. Nous ne traiterons pas non plus ici des SAF (Sustainable Aviation Fuel), qui sont abordés dans notre chantier sur l'aérien.

Nous centrerons notre propos sur deux catégories principales de biocarburants routiers : les **bioessences**, et notamment le **bioéthanol**, destinées aux véhicules essence, et les **biogazoles**, destinés aux véhicules diesel. Les premiers concerneront principalement les voitures, tandis que les seconds concerneront voitures, utilitaire et camions³⁷⁴. Les bioessences consommées en France sont principalement produites à partir de **maïs** (environ 40 % du total), de blé, de betteraves et de canne à sucre, mais aussi de coproduits sucriers, de graisses animales ou encore d'huiles alimentaires usagées. Le biogazole consommé en France est très majoritairement produit à partir d'**huile de colza** (près de 75 % du total) et de résidus de l'agro-industrie³⁷⁵. Les biocarburants peuvent se retrouver incorporés à un pourcentage limité dans des carburants majoritairement fossiles : il y a par exemple 10 % de bioéthanol dans le **SP95-E10** et 7 % de biodiesel dans le gazole **B7**. Ils peuvent aussi prendre la forme de carburants principalement voire exclusivement issus de la biomasse : c'est le cas du **E85** pour le bioéthanol et du **B100** pour le biogazole.

Les pratiques de production françaises actuelles assurent aux biocarburants leur caractère bas carbone, mais cela n'est pas le cas à l'échelle mondiale

L'intérêt climatique des biocarburants dépend de leurs conditions concrètes de production. D'une part car l'activité agricole sous-jacente peut être plus ou moins émettrice de GES suivant les pratiques utilisées, et d'autre part car ces terres agricoles peuvent ou non être issues de la déforestation. Le bilan climatique réel des biocarburants dépend ainsi très fortement des pratiques du pays d'origine et de la culture sollicitée³⁷⁶. Si son **intérêt au niveau mondial peut être discuté** en l'état actuel des choses [313], il est en revanche indéniable au niveau français. Utiliser du **bioéthanol français** en lieu et place de l'essence fossile divise ainsi *a minima* d'un **facteur 3** voire 4 les émissions de GES, en analyse de cycle de vie³⁷⁷. Une réduction d'environ **60 %** est estimée pour du biogazole B100, comparé à du gazole fossile³⁷⁸.

³⁷³ Au-delà du gisement, les infrastructures de stockage et de distribution limitent également le déploiement du bioGNV, tout comme son utilisation dans des flottes captives, avec motorisations adaptées.

³⁷⁴ En effet le parc roulant de voitures est globalement équilibré entre essence et diesel, tandis que les parcs utilitaires et camions sont principalement diesel.

³⁷⁵ Base CarbuRe

³⁷⁶ Il y a de plus des enjeux de fraude pour une partie non négligeable du biodiesel importé depuis la Chine.

³⁷⁷ [314], Entretien STROB Bioéthanol France, IFPEN et T&E.

³⁷⁸ La durabilité des biocarburants est contrôlée chaque année, tout au long de la chaîne de production, conformément aux exigences fixées par la réglementation européenne.

Les biocarburants routiers, des énergies de transition à conserver le temps que l'électrification se massifie

Les biocarburants liquides représentaient **39 TWh** d'énergie en France en **2024**, à comparer aux plus de 500 TWh de carburants consommés par l'ensemble des transports [13], ce n'est donc pas négligeable, mais reste largement minoritaire. Seuls 7 % de la consommation d'essence et 2 % de la consommation de gazole sont produits en France sous forme de biocarburants [314]. Pourtant, cette production limitée nécessite d'ores et déjà **2 à 3,5 %** de la Superficie Agricole Utilisée (SAU) totale [314]³⁷⁹. **Alimenter l'ensemble de nos transports par des biocarburants n'est donc pas envisageable** : il faudrait mobiliser plusieurs dizaines de % de notre SAU pour les produire.

La décarbonation des mobilités routières viendra ainsi principalement du **report modal** de la route vers le rail, les transports en commun et les mobilités actives, ainsi que de l'**électrification** massive et rapide du parc de voitures, utilitaires et poids-lourds³⁸⁰. Les biocarburants routiers peuvent jouer un **rôle transitoire et complémentaire**, notamment en aidant à la **décarbonation du parc** de véhicules thermiques qui n'aura pas encore été électrifié.

Il ne serait ni possible ni souhaitable d'augmenter de manière très significative les volumes de biocarburants routiers produits, l'impact sur la SAU étant vite rédhibitoire. D'un autre côté, il serait dommage de s'en passer au plus vite et intégralement car cela reviendrait – toutes choses égales par ailleurs – à consommer encore un peu plus de carburants fossiles. **Nous tablons donc à court et moyen terme sur des volumes de biocarburants routiers du même ordre de grandeur que ceux actuellement disponibles**³⁸¹.

Cependant, l'intégration de volumes de biocarburants stables dans un volume total de carburants liquides en réduction rapide – en raison de l'électrification et du report modal – conduira à une hausse rapide du taux d'incorporation moyen de ces biocarburants et donc à une **baisse du facteur d'émission moyen des carburants liquides utilisés**. Cela pourra prendre la forme d'une **incorporation dans des carburants majoritairement fossiles**, par exemple via du **SP95-E10**, dont les volumes sont toutefois voués à diminuer rapidement, ou d'une **incorporation dans des carburants majoritairement ou exclusivement issus de la biomasse**, tels que le **B100** pour le biogazole, avant que ceux-ci ne cèdent eux même la place, lorsque le parc tendra vers le 100 % électrique.

Quel rôle pour le bois-énergie ?

Première source d'énergie et de chaleur renouvelables en France, le bois-énergie constitue une filière historique et appelée à jouer un rôle dans l'atteinte de la neutralité carbone d'ici 2050. Directement liée à la sylviculture et à l'agroforesterie, elle offre un débouché aux jeunes essences à l'occasion des coupes d'éclaircie nécessaires à l'entretien et à la croissance des peuplements³⁸². La filière permet également de valoriser les bois de crise, de moindre qualité, issus d'aléas climatiques (tempêtes) et sanitaires (épidémies), ce qui est précieux dans le contexte de dérèglement climatique. Le bois ainsi prélevé est valorisé

³⁷⁹ Pour Bioéthanol France on est à 0,66 % de SAU utilisée pour du bioéthanol, en net.

³⁸⁰ Lire nos analyses sur ces chantiers ([voiture électrique sobre](#), [électrifier les poids-lourds](#)).

³⁸¹ Dans la pratique une légère hausse ou une légère baisse peuvent être envisagées, sans que cela vienne changer ce qui suit. Les variantes haute, intermédiaire et basse envisagées sont explicitées dans la seconde partie de ce rapport.

³⁸² Des coproduits bois issus de certaines industries en aval (connexes de scieries, recyclage de bois d'emballage...) alimentent également la filière bois énergie.

sous différentes formes (bois-bûche, granulés, résidus de coupe) pour la production de chaleur (90% des usages en 2024 [315]), et plus marginalement, d'électricité. Il s'agit aujourd'hui de l'énergie renouvelable la plus répandue dans le secteur résidentiel [315].

Toutefois, le bilan climatique et environnemental de la filière fait débat, dans la mesure où le carbone stocké dans le bois est très largement réémis dans l'atmosphère lors de la combustion et que cette valorisation se situe au bas de la « pyramide des usages » de la biomasse³⁸³.



Figure 12 : Hiérarchie des usages de la biomasse (source : Stratégie Nationale de Mobilisation de la Biomasse [316])

Dès lors, il y a un **enjeu à contenir ce débouché au profit d'usages plus long terme du bois**, tels que le bois d'œuvre et le bois d'industrie. Il faut de plus privilégier des chaînes de valeur locales adaptées aux possibilités physiques des territoires. Cette vigilance est d'autant plus cruciale au regard du déploiement croissant de chaufferies d'ampleur industrielle, susceptibles de créer des déséquilibres locaux dans l'approvisionnement. En outre, certains spécialistes des sols forestiers alertent quant à un **risque de sollicitation excessive des résidus de coupes** (feuillages, branches, souches...) pour la production d'énergie, dans la mesure où ces derniers sont très chargés en nutriments (azote, phosphore), les rendant indispensables à la fertilité comme à la bonne santé des sols forestiers sur le long-terme³⁸⁴. Un prélèvement intense de ces résidus dégrade également le stock de carbone des sols, tout en freinant la croissance des peuplements futurs, venant ainsi affaiblir le puits de carbone forestier [317]. A ce titre, l'ADEME a récemment publié un guide sur la récolte de bois - énergie, qui détaille les bonnes pratiques à adopter afin de préserver la fertilité chimique et l'intégrité physique des sols [318].

Par ailleurs, une planification spatiale apparaît essentielle pour que le bois énergie ne compromette ni les fonctions écologiques de la forêt (stockage de carbone, régulation et épuration de l'eau...) **ni les bonnes relations entre filières**. Des concurrences s'observent déjà entre le bois énergie et le bois industrie (pâte à papier, panneaux), et pourraient s'accroître en cas d'essor de la production de bioénergies issus de procédés de seconde génération (biométhane obtenu par pyrogazéification de matières ligneuses, biocarburants 2G). Il est

³⁸³ Il est important de préciser que les émissions liées à la combustion du bois sont considérées comme neutres au premier ordre (de la même manière que pour les biocarburants conventionnels), dans la mesure où elles libèrent un carbone biogénique préalablement capté dans l'atmosphère durant la croissance des arbres. Toutefois, le bois-énergie constitue l'usage au cycle le plus court de la ressource : contrairement au bois d'œuvre ou d'industrie, ce débouché ne permet pas de prolonger le stockage physique du carbone dans des produits bois.

³⁸⁴ Entretien avec Laurent Augusto

également important de mettre en regard cette forte demande en bois avec la **trajectoire préoccupante de la forêt française, dont la capacité de puits s'est fortement dégradée sur la décennie passée**³⁸⁵.

Conclusion

Les bioénergies peuvent jouer un rôle précieux dans la transition bas carbone, venant compléter utilement les possibilités d'électrification et de réduction de la consommation d'énergie d'ici 2050. Toutefois, **leur potentiel est contraint par une disponibilité en biomasse limitée, variable et incertaine**³⁸⁶. Ces caractères sont accentués à la fois par les **impacts du changement climatique** (sécheresses, vagues de chaleur, incendies, tempêtes, épidémies...) et par la **nécessité de préserver les usages essentiels de la biomasse** (alimentation, stockage de carbone, fertilisation des sols, fourniture d'un matériau bois renouvelable...) tout comme la résilience des écosystèmes agricoles et forestiers. Ce contexte invite aussi à la prudence quant aux rendements futurs espérés pour les productions végétales ainsi qu'à la possibilité de maintenir les forêts et les surfaces agricoles en bonne santé. A ce titre, deux priorités se dégagent : un **recours parcimonieux aux bioénergies** et le **déploiement massif de stratégies d'adaptation** pour protéger les surfaces agricoles et forestières.

Faute de pouvoir les généraliser, le recours aux bioénergies doit faire l'objet d'une planification cohérente, tant à l'échelle des territoires que des filières. A ce titre, il serait précieux de consolider les capacités d'expertise et de suivi des cellules biomasse régionales et de services déconcentrés de l'État pour s'assurer de la compatibilité des projets avec les ressources locales. **Il s'agit également de flécher les bioénergies produites en priorité vers les usages les plus difficilement électrifiables d'ici 2050.** Cette stratégie d'allocation ciblée amènerait par exemple à réserver le biométhane à certains procédés industriels de haute température (ciment, acier, chimie), les biocarburants liquides aux mobilités lourdes et longues distances (aérien, maritime, engins agricoles...) ou encore les biocombustibles solides à des besoins thermiques spécifiques (chaleur industrielle, réseaux de chaleur urbains). **En l'absence d'arbitrage clairs, de multiples secteurs pourraient se disputer la ressource, sans garantie d'accès aux quantités voulues.**

Plus globalement, le déploiement des bioénergies doit être synchronisé, dans le temps et dans l'espace, avec les trajectoires nationales d'électrification, d'efficacité et de sobriété, qu'il s'agisse de coordonner le démantèlement d'une partie du réseau de gaz avec le déploiement des pompes à chaleur, ou d'ajuster l'offre de biocarburants selon le rythme d'électrification des mobilités routières.

Contact

Thomas Robert

Chef de projet Transition Robuste

thomas.robert@theshiftproject.org

Héloïse Lesimple

Pilote communication et affaires publiques

heloise.lesimple@theshiftproject.org

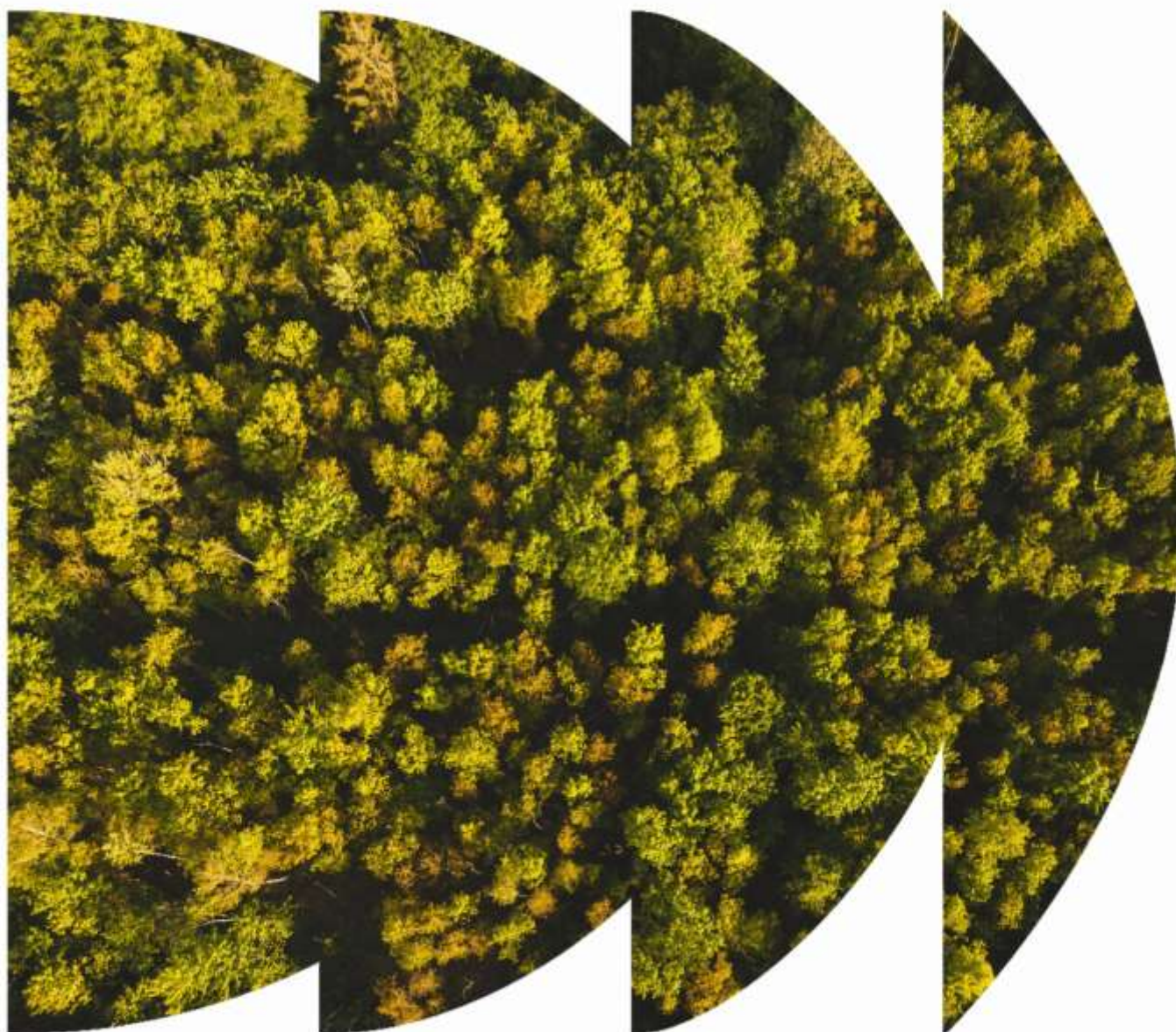
³⁸⁵ Voir Chapitre n°19 : Préserver et étendre les puits de carbone naturels, agricoles et forestiers

³⁸⁶ Sur ce point, il sera crucial de raisonner à une échelle territoriale fine, afin de tenir compte de possibilités différenciées en termes de catégories de biomasse disponibles ou de quantités prélevables d'une année sur l'autre.

PRÉSERVER LES PUITES DE CARBONE

AGRICULTURE

DANS LE CADRE DE NOTRE
PLAN ROBUSTE POUR L'ÉCONOMIE FRANÇAISE



Les forêts, les prairies et les terres cultivées ont en commun une capacité précieuse : celle de stocker naturellement du carbone³⁸⁷. Grâce à la photosynthèse³⁸⁸, les plantes chlorophylliennes³⁸⁹ convertissent une partie du carbone atmosphérique en carbone organique, qui se répartit ensuite dans plusieurs compartiments des écosystèmes agricoles et forestiers : la **biomasse aérienne** (arbres, feuilles, tiges...), la **biomasse racinaire** et les **sols**³⁹⁰. Les forêts et les terres agricoles abritent ainsi des **stocks** importants de carbone. **Ils peuvent également être vecteurs d'un stockage additionnel** lorsqu'ils captent, dans la durée, plus de carbone qu'ils n'en rejettent : ils constituent alors des **puits** de carbone³⁹¹.

Les écosystèmes agricoles et forestiers représentent aujourd'hui des puits nets de carbone en France, estimés à - 37 MtCO₂e pour l'année 2023 [276]. Cela leur confère un rôle important dans l'atténuation du changement climatique : ils compensent ainsi une partie des émissions des autres secteurs. Les quantités séquestrées ne représentent toutefois que 10% du total des émissions nationales et se sont fortement érodées depuis 2013 (- 26 %). Côté **agricole**, seules les prairies constituent encore un puits de carbone (- 4 MtCO₂e), tandis que terres cultivées sont nettement émettrices (+ 12 MtCO₂e). Cette situation s'explique notamment le recul des surfaces en prairies permanentes³⁹², le déploiement limité des pratiques stockantes (couverts intermédiaires, haies...) ou encore par l'artificialisation des sols. L'évolution est tout aussi préoccupante pour la forêt française, dont le puits a été réduit de près d'un tiers au cours de la décennie passée. Cet affaïssement s'explique principalement par une **hausse de la mortalité des arbres**³⁹³, ayant doublé en dix ans, ainsi que par **leur croissance ralentie**³⁹⁴, sous l'effet combiné des incendies, des sécheresses ou encore des maladies – tels que les scolytes s'attaquant aux épicéas. Les puits de carbone naturels sont ainsi fragilisés et menacés avec la poursuite du dérèglement climatique, ce pourquoi la SNBC 3 [319] ne compte plus désormais que sur 24 MtCO₂e de puits naturels à horizon 2050 [319], contre 67 MtCO₂e dans la version précédente³⁹⁵.

³⁸⁷ Cette capacité à séquestrer du carbone atmosphérique est également partagée par les océans, les marais côtiers, les zones humides, le phytoplancton ou encore des roches sédimentaires.

³⁸⁸ C'est le processus par lequel les plantes synthétisent des matières organiques grâce à l'énergie lumineuse, en absorbant le gaz carbonique de l'air et en rejetant l'oxygène.

³⁸⁹ Cela concerne l'essentiel des plantes, qui contiennent de la chlorophylle dans leurs feuilles, ce qui leur permet de faire la photosynthèse.

³⁹⁰ Le carbone n'atteint ces derniers qu'indirectement, lors de la décomposition des résidus végétaux et des racines. Il s'incorpore alors à la matière organique des sols et contribue à leur fertilité.

³⁹¹ Le carbone additionnel est notamment lié au déploiement de certaines pratiques, tels que l'introduction de haies, de dispositifs d'agroforesterie (lignées d'arbres au sein de parcelles agricoles) ou encore de prairies temporaires. Ce carbone accumulé se loge aussi bien dans la biomasse aérienne et racinaire (croissance des arbres et des racines) que dans le sol (accumulation de matière organique stable).

³⁹² Ces pertes de surfaces en prairies sont liées au recul des systèmes bovins herbagers, qui est abordé plus en détail dans le chantier consacré à l'élevage.

³⁹³ La mortalité des arbres a doublé en dix ans : elle est passée en moyenne de 7,4 millions de mètres cubes (Mm³/an) pendant la période 2005-2013 à 15,2 Mm³/an entre 2014 et 2022 : [474].

³⁹⁴ La croissance de la biomasse forestière a ralenti en moyenne de 4% sur la décennie passée (de 91,5 Mm³/an en 2005-2013 à 87,9 Mm³/an en 2014-2022), ce qui peut paraître faible, mais a un impact équivalent que le doublement de la mortalité forestière quant à la diminution du puits de carbone forestier : [325]

³⁹⁵ Cette trajectoire baissière souligne plus globalement les caractères réversible, temporaire et fragile du carbone stocké dans les sols et dans la biomasse, susceptible d'être réémis dans l'atmosphère en cas de changement d'affectation des sols, de pratiques inadaptées ou d'aléas naturels.

Ces constats éclairent la nécessité de préserver les stocks de carbone existants et de maintenir ou de reconstituer leur capacité de puit, en consolidant la résilience des écosystèmes concernés, en particulier celle des forêts et des prairies permanentes³⁹⁶.

Stockage de carbone en agriculture : préserver le stock, restaurer le puit

Préserver les stocks de carbone existants

Au regard de la fragilisation, voire du renversement, des puits de carbone agricoles, la préservation des stocks existants devient une priorité. Cela implique tout d'abord le maintien des surfaces en prairies, qui abritent des stocks de carbone conséquents dans leurs sols (84,6 tC/ha en moyenne pour les prairies permanentes, contre 51,6 tC/ha pour les grandes cultures [320]) et comptent parmi les rares écosystèmes agricoles à jouer encore un rôle de puits net, avec les vergers et les plantations ligneuses³⁹⁷. Or, ces surfaces ont reculé de près de 4 millions d'hectares en 40 ans [321], principalement sous l'effet du déclin des systèmes herbagers et de la conversion de prairies en cultures annuelles. Enrayer cette érosion et mieux soutenir les formes d'élevage valorisant les prairies constitue donc un enjeu critique (cf. [Chantier Elevage](#)).

Ce constat vaut également pour d'autres infrastructures stockantes, qui sont soit menacées (haies, paysages de bocage) soit faiblement développées (agroforesterie). Si ces éléments ligneux sont performants en matière de stockage, ils sont en contraction constante avec des pertes estimées à 23 500 km/an entre 2017 et 2021 [322], et cela en dépit du déploiement de dispositifs de soutien et de programmes de plantations nationaux [323]. Inverser cette tendance permettrait non seulement de prévenir le déstockage de carbone, mais également la perte d'une cascade de bénéfices écosystémiques : biodiversité, protection des sols et des masses d'eau ou encore amortissements des extrêmes climatiques.

Il apparaît par ailleurs essentiel de mettre fin aux pratiques déstockantes à l'avenir, parmi lesquelles le retournement de prairies ou l'artificialisation des sols. Ce dernier phénomène est particulièrement problématique, puisqu'il conduit à la perte définitive et irréversible du puit lorsque les sols sont imperméabilisés.

Déployer massivement les pratiques stockantes additionnelles

Outre la préservation des stocks existants, la constitution d'un puits implique aussi le déploiement de pratiques stockantes afin d'accumuler du carbone additionnel. Le potentiel attaché à ces pratiques a été quantifié dans une publication récente [320] sur laquelle s'appuie l'analyse suivante.

Des potentiels de stockage additionnel élevés en grandes cultures

Du fait de stocks initiaux relativement bas, les systèmes de grandes cultures présentent un potentiel de stockage additionnel élevé dans les sols, estimé à 18 MtCO_{2e}/an. Cela s'explique par la faible présence de haies et d'agroforesterie dans les territoires de grandes

³⁹⁶ Plus généralement, les infrastructures stockantes agricoles et forestières sont précieuses pour de multiples raisons : production alimentaire, fourniture de matériaux bois, protection des sols et des masses d'eau, préservation de la biodiversité, ou encore rôle des forêts dans le champ social (espace de vie et de loisir, propriétés familiales dans le cas de forêts privées, marqueurs d'identité culturelle et territoriale...).

³⁹⁷ Les éléments ligneux (arbres, bosquets, haies...) sont des plantes dont le principal matériau de structure est le bois qu'elles fabriquent.

cultures (Bassin parisien, plaine picarde...), ainsi que par l'adoption de pratiques peu favorables au stockage de carbone (labour, absence de couverts intermédiaires, faible recours aux engrais organiques...), excepté dans les systèmes en agriculture de conservation (ACS)³⁹⁸, mais ceux-ci ne concernent que 4% des surfaces cultivées [324].

Dès lors, plusieurs pistes se dessinent pour accroître le stockage de carbone dans les territoires de grandes cultures. L'un des leviers majeurs consiste en la généralisation des **couverts intermédiaires**³⁹⁹, associée à un potentiel conséquent, de **7,3 MtCO₂e/an**, compte-tenu des millions d'hectares qui pourraient encore être investis. S'ajoute à cela la possibilité d'intégrer des éléments ligneux, tels que les **haies** ou de l'**agroforesterie** intra-parcellaire, avec des potentiels respectifs par surface de **1 tCO₂e/ha/an** et **4 tCO₂e/ha/an**. A la différence des couverts intermédiaires, ces dispositifs stockent l'essentiel du carbone dans leur biomasse aérienne (tronc, branches, feuilles)⁴⁰⁰ et sont susceptibles de contribuer à la décarbonation d'autres secteurs, par exemple via du bois-énergie utilisé dans le chauffage à la place du gaz ou du fioul.

Un autre levier est l'insertion des **prairies temporaires** dans les rotations, ou l'allongement de leur durée d'exploitation lorsqu'elles existent déjà. Ce levier, associé à un potentiel de **3,1 MtCO₂e/an**, permet de reconstituer les stocks de carbone dans les sols de grandes cultures, d'autant plus si les prairies se substituent à des cultures de maïs fourrager. Ces prairies restent toutefois « temporaires », par définition, avec un risque de relargage du carbone stocké lors du rebasculé de ces surfaces en cultures annuelles, en particulier si celui-ci s'accompagne d'un labour profond.

D'autres leviers complémentaires peuvent également être activés, parmi lesquels le **remplacement de la fauche par du pâturage** en prairies permanentes, **l'enherbement des vignobles** ou encore **un meilleur recyclage des ressources organiques** (effluents d'élevage, boues de stations d'épuration), mais avec des potentiels de stockage additionnel plus limités à l'échelle nationale⁴⁰¹.

Une capacité de stockage limitée mêlée à des incertitudes quant à sa pérennité

Les sols présentent une capacité de stockage de carbone finie et tendent vers un état d'équilibre (seuil de saturation), qualifié de plateau, au-delà duquel leur capacité à stocker davantage devient marginale. Les travaux récents [320] soulignent toutefois des possibilités de stockage additionnel importantes et sur un horizon de 30 ans dans les territoires de grandes cultures, caractérisés par des sols relativement pauvres en carbone en France.

Par ailleurs, la pérennité de ce stockage constitue un enjeu majeur. Le carbone séquestré est en effet sujet à une certaine réversibilité, surtout lorsque la matière fraîchement ajoutée se dégrade trop vite sous l'effet des microbes, dans un processus appelé minéralisation. Chaque

³⁹⁸ Ces systèmes reposent sur trois piliers : la couverture maximale des sols, l'absence de labour et la diversification des espèces cultivées. Si ce triptyque est très favorable à la vie du sol et à l'accumulation progressive de carbone, il convient toutefois de préciser que l'agriculture de conservation reste souvent dépendante de l'usage d'herbicides chimiques, tels que le glyphosate, pour gérer les mauvaises herbes.

³⁹⁹ Les couverts intermédiaires sont constitués d'un ensemble de plantes semées ou spontanées dont l'objectif est d'occuper le sol entre deux cultures

⁴⁰⁰ 80% du carbone stocké dans des lignes agroforestières se situent dans la biomasse aérienne, c'est 93% dans le cas du carbone stocké dans les haies.

⁴⁰¹ Pour les effluents d'élevage, ce gisement supplémentaire est en effet très réduit car la quasi-totalité de ces matières fait déjà l'objet d'un retour au sol. S'agissant des autres ressources, à savoir les composts ou les boues de stations d'épuration, bien qu'un surplus de biomasse soit effectivement mobilisable, son exploitation se heurte à des problématiques d'ordre sanitaire (présence de contaminants) et logistique liée aux distances de transport.

sol présente en outre une capacité très variable à séquestrer et à stabiliser durablement le carbone organique. Ce potentiel dépend à la fois de ses propriétés intrinsèques, tout particulièrement sa profondeur et sa teneur en argile, et des conditions climatiques. Ces dernières, notamment la température et le niveau d'humidité, agissent sur le rythme de décomposition de la matière organique par les micro-organismes du sol, et par extension, sur la stabilité des stocks de carbone.

Un nécessaire soutien économique et réglementaire

Le déploiement de pratiques stockantes s'accompagne de coûts supplémentaires pour l'agriculteur et d'une charge de travail additionnelle. C'est valable aussi bien pour les couverts intermédiaires, qu'il s'agit de semer et de détruire, ou pour les haies et les alignements agroforestiers, pour lesquels une gestion de long terme, des équipements (tronçonneuse, barre-sécateur) et des compétences spécifiques sont requis. A ce titre, un meilleur soutien économique est nécessaire pour encourager et accompagner ces pratiques stockantes. Les crédits carbones alloués sont souvent jugés insuffisamment rémunérateurs et excessivement lourds en charge administrative. En outre, une forte limite des dispositifs actuels est d'avoir été uniquement pensés pour valoriser le stockage additionnel de carbone, et non **le maintien du stock** lié à des bonnes pratiques dans des systèmes agricoles déjà fortement stockants, à l'image des prairies permanentes.

Des besoins de planification et de cohérence territoriale

La préservation des stocks de carbone agricoles et la reconstitution de puits implique **une gestion des conflits d'usages** de la biomasse. En effet, le secteur agricole sera également sollicité de manière croissante pour la production de bioénergies⁴⁰², en particulier de biogaz et de biocarburants liquides, dans le cadre de la décarbonation des autres secteurs. Un compromis doit ainsi être trouvé entre production alimentaire, retour au sol, stockage de carbone et production de bioénergies. Il y a par ailleurs un besoin de **cohérence spatiale** dans le déploiement des pratiques stockantes, avec des possibilités différenciées selon les contextes pédoclimatiques⁴⁰³. A titre d'exemple, le déploiement de cultures intermédiaires est entravé dans le Sud-Ouest par le manque d'humidité à l'automne.

Des savoir-faire spécifiques à acquérir

Le déploiement généralisé de pratiques stockantes requiert également des savoir-faire spécifiques. Dans le cas des couverts intermédiaires, une marge de progression existe en matière de mélanges pratiqués (sélection variétale insuffisante, manque de diversité des couverts...) et de types de semoirs utilisés. Les praticiens de l'agriculture de conservation font figure d'exception, étant plus matures en termes de gestion des couverts (plus de détails dans le chantier azote). S'agissant des haies ou des lignées d'arbres insérées dans les parcelles, l'enjeu réside dans la maîtrise des techniques de taille et d'entretien (élagage, recépage), ainsi que de gestion de la concurrence trophique entre ces structures ligneuses et les cultures de plein champ, en particulier pour l'eau et la lumière.

⁴⁰² Voir notre chantier sur les bioénergies

⁴⁰³ Ensemble des conditions climatiques (température et humidité) spécifiques à un sol ou à un terroir

Les forêts françaises : un stock et un puits conséquents mais fragiles, qu'il faut préserver et étendre

Une érosion préoccupante du puits forestier

Le constat est préoccupant : le puits forestier a été réduit de 30% sur la décennie passée, s'établissant à - 51 MtCO₂e en 2023, contre - 71 MtCO₂e en 2013 [276]. Ce recul ne signifie pas que les forêts françaises sont devenues émettrices ou que les stocks de carbone forestier ont diminué sur cette période, mais bien que **les stocks augmentent plus faiblement qu'auparavant**. Cette baisse peut surprendre, dans la mesure où les surfaces forestières n'ont cessé de s'étendre dans l'intervalle (+ 90 000 ha/an en moyenne [325], soit 9 fois la superficie de la ville de Paris), mais elle est **le reflet des préjudices grandissants associés au changement climatique**. Celui-ci contribue à la manifestation d'aléas climatiques (incendies, tempêtes), hydriques (sécheresses prolongées aggravées par les vagues de chaleur extrêmes) et biotiques (crises sanitaires et épidémiques) à la fois plus fréquents et plus intenses. A titre d'exemple, en 2022, ce sont près de 60 000 hectares de forêts et de terres boisées qui sont partis en fumée, dont 30 000 hectares situés dans le département de la Gironde [326].

Sur le front sanitaire, une crise majeure affecte les forêts françaises : le scolyte, un insecte qui s'attaque aux épicéas et aux sapins avec des effets dévastateurs, en particulier pour les arbres situés en zone de plaines. A ce titre, depuis 2018, on estime le volume de bois de crise à 37 Mm³ (22 en épicéa, 15 en sapin) et les surfaces touchées à 110 000 ha, chiffre à mettre en regard des 520 000 ha de peuplements d'épicéas et de sapins présents dans les régions concernées (massif du Jura, Alpes du Nord...) [327]. Les impacts sont ainsi visibles à l'échelle des paysages, des massifs forestiers, mais également sur la ressource en bois avec des flux d'approvisionnement perturbés et une qualité dégradée des produits. **A cela s'ajoutent d'autres problématiques sanitaires majeures, à l'image de la chalarose du frêne, de la maladie de l'encre du châtaignier, ou encore du nématode du pin**, qui fait peser une menace sérieuse sur les peuplements de pins maritimes dans les Landes en cas de propagation.

A l'échelle nationale, ces pressions conjuguées ont conduit à un doublement de la mortalité des arbres ainsi qu'à un ralentissement de leur croissance⁴⁰⁴. Ce phénomène, qualifié de « tempête silencieuse », est certes peu visible pour le grand public, mais très problématique pour les gestionnaires forestiers, qui disposent d'une moindre capacité à prélever du bois. La récolte plafonne en effet autour de 52 millions de m³ en moyenne sur la période 2015 - 2023. Cela correspond à 73 % de l'accroissement biologique net annuel [325], soit la différence entre la quantité de biomasse générée par les forêts françaises (accroissement biologique brut) et la mortalité forestière sur une année⁴⁰⁵. En outre, près d'un cinquième du puits forestier est lié actuellement au bois mort (10 MtCO₂e en 2023), autre conséquence de la santé dégradée et de la mortalité en hausse des peuplements forestiers⁴⁰⁶.

⁴⁰⁴ Entretien avec l'ONF

⁴⁰⁵ Comparer le niveau de prélèvement à l'accroissement biologique net permet d'évaluer la soutenabilité du prélèvement : un prélèvement supérieur à cet accroissement net entraînerait une diminution du stock total de bois, réduisant la biomasse sur pied et affaiblissant le rôle de puits de carbone de la forêt.

⁴⁰⁶ Cette dimension accentue la fragilité du puits actuel, déjà en déclin, dans la mesure où le carbone entrant n'est pas lié à un renforcement durable de la séquestration au sein de forêts en bonne santé, mais à un stockage très provisoire et appelé à décroître rapidement lors de l'oxydation du bois mort.

Dans ce contexte de dépérissement, certains territoires forestiers, qui constituaient historiquement des puits, sont désormais émetteurs nets, à l'image du Grand Est [328]. Il devient ainsi urgent d'adapter les espaces forestiers afin de les rendre plus résilients à cette cascade de risques, appelés à s'intensifier et à se généraliser dans les décennies à venir.

En outre, à l'exception de quelques récents travaux (étude IGN-FCBA, SNBC 3), les exercices de prospective forestière intègrent encore rarement les sols dans le calcul du puits de carbone. Cette exclusion ne s'explique pas par une absence de stockage, celui-ci s'élevant en moyenne à 81 tC/ha dans les 30 premiers centimètres des sols forestiers [329], mais par les fortes incertitudes entourant l'évaluation des flux de carbone annuels dans ces sols. À ce titre, l'étude de référence IGN-FCBA préconise, par prudence, de retenir **une valeur moyenne de 200 kgC/ha/an pour le puits associé aux sols forestiers**. Ce dernier peut être consolidé par l'extension des surfaces forestières et la généralisation de pratiques sylvicoles plus respectueuses des sols : **limitation du tassement des sols** (mise en place de cloisonnements⁴⁰⁷, recours à des engins plus légers, développement du débardage par câble⁴⁰⁸), **maintien de biomasse forestière au sol** (souches, racines, menu bois et feuilles maintenus au sol lors de la récolte...). Il convient toutefois de souligner que les gains de stockage potentiels restent circonscrits aux jeunes forêts et aux sols encore relativement pauvres en carbone. En outre, ce puits est menacé par le changement climatique, qui pourrait accélérer le rythme de minéralisation de la matière organique et, par extension, fragiliser les capacités stockantes des sols forestiers.

Le morcellement de la forêt privée, un obstacle majeur à sa mise en gestion et à son adaptation au changement climatique

En France hexagonale et en Corse, la forêt s'étend sur environ 17,6 millions d'hectares, soit 32% du territoire national. Les trois quarts des surfaces appartiennent à des propriétaires privés (3,3 millions de propriétaires) tandis que le quart restant relève de l'État (forêts domaniales) et de collectivités territoriales (forêts communales, départementales et régionales) [325]. Si la gestion de la forêt publique est majoritairement assurée par l'Office national des forêts (ONF), le tableau se révèle plus complexe pour la forêt privée, particulièrement morcelée : une minorité de grands propriétaires (2%) se partage la moitié des surfaces, tandis que les deux tiers des propriétaires détiennent des parcelles de moins d'un hectare [330]. Souvent issues d'héritages et dispersées géographiquement, ces petites unités se prêtent mal à un suivi actif de la part de leurs propriétaires. Cette configuration limite ainsi les possibilités de gestion des forêts privées françaises, puisque **seules les exploitations de plus de 20 ha sont actuellement tenues de remettre un plan simple de gestion (PSG) sylvicole au CNPF** (Centre national de la propriété forestière), ce qui ne couvre que 27% des surfaces forestières privées. Ce constat explique pourquoi une **infime partie de propriétés (celles dépassant les 100 ha, soit 0,3% des propriétés) assure aujourd'hui 60% de la production nationale de bois d'œuvre et de bois d'industrie** [331]. La situation s'inverse toutefois pour le bois-énergie, dont les gisements proviennent aux deux tiers de forêts privées de moins de 10 ha [332].

⁴⁰⁷ Les cloisonnements sont des passages ouverts au sein des parcelles pour y permettre l'accès. Installés de façon cohérente, ils canalisent les engins lors des coupes de bois et limitent le tassement du sol.

⁴⁰⁸ Le débardage par câble est une technique d'extraction des arbres en forêt qui permet de récolter du bois tout en minimisant l'impact sur le sol. Au lieu d'être extrait par des engins (tracteurs débardeurs, débardeuses), le bois est tiré sur le sol ou porté, suspendu à un câble.

Face à ces enjeux, il est crucial de mieux accompagner les petits propriétaires dans une gestion active de leurs forêts en encourageant des regroupements sous différentes formes : associations syndicales libres de gestion forestière, groupements forestiers citoyens et écologiques, remembrement (concentration de la propriété par acquisition)... L'objectif est de mutualiser les surfaces pour justifier économiquement la mise en place d'une sylviculture active et de filières locales. Une telle dynamique permettrait de **rendre ces forêts plus résilientes au changement climatique, de fournir du bois pour des débouchés locaux ou encore de freiner le déclin des scieries spécialisées dans les feuillus** (dont les effectifs ont chuté de 42% en dix ans) [333, 325] : ces essences représentent les deux tiers du volume de bois sur pied [325] (1,9 milliard de m³) dans les forêts françaises, mais sont aujourd'hui sous-exploitées car majoritairement situées sur de petites propriétés.

Concilier la résilience des forêts et leur contribution à la décarbonation d'autres secteurs : un arbitrage délicat ?

Le triptyque « **séquestration – stockage – substitution** » met en évidence la **triple contribution des forêts à l'atténuation du changement climatique**. En effet, les forêts permettent à la fois la **séquestration** de carbone, matérialisée par l'accumulation de carbone organique dans les sols et la biomasse des arbres, un **stockage** de carbone à plus ou moins long terme dans les produits fabriqués à partir de bois, ainsi qu'un effet de **substitution** lorsque le bois est utilisé à la place de matériaux très carbonés (acier, béton) ou d'énergies fossiles. A titre d'exemple, la mobilisation de bois matériau (bois d'œuvre, panneaux bois...) en substitution de ciment contribue à la décarbonation du secteur de la construction. **Le bilan climatique du secteur forestier ne s'apprécie donc pas uniquement à l'aune des pratiques sylvicoles déployées en forêt, mais également des usages finaux du bois prélevé** ; le débouché optimal sous l'angle carbone étant la valorisation du bois dans des produits à longue durée de vie (charpentes par exemple).

Cette règle des 3S (séquestration, stockage, substitution) peut toutefois être déclinée de plusieurs manières. Une première approche consiste à laisser les forêts « vivre leur vie », c'est-à-dire, à limiter le plus possible les coupes de bois en vue de maximiser la séquestration de carbone et ses multiples co-bénéfices environnementaux (biodiversité, qualité des sols...). A l'inverse, une autre approche consiste à pratiquer une sylviculture plus dynamique, à l'appui d'un prélèvement « raisonnable » de la ressource bois, afin de jouer pleinement la carte du stockage dans les produits bois et de l'effet de substitution, précieux pour la décarbonation d'autres secteurs, tels que la production de chaleur ou la construction. Dans cette optique, maintenir un certain niveau de prélèvement du bois est nécessaire, dans la mesure où les sols forestiers ne peuvent pas stocker indéfiniment et admettent un plateau, au-delà duquel les gains sont très limités.

Il pourrait ainsi être pertinent de prélever du bois tout en procédant à de nouvelles plantations dans les territoires forestiers proches de la saturation, mais de privilégier plutôt la séquestration additionnelle et la non-intervention là où le potentiel de captation reste important. Les compromis à trouver seront influencés à la fois par les priorités fixées (séquestration additionnelle, fourniture de bois à différentes industries, effort d'adaptation...) et les horizons de temps retenus.

Les principales mesures d'adaptation à activer pour les forêts françaises

Si les forêts françaises abritent 138 essences d'arbres différentes, soit 75% des essences présentes en Europe, cela ne se traduit pas par une forte diversité à l'échelle des peuplements forestiers. En effet, près de la moitié des surfaces est constituée de peuplements « purs », dans lesquels une essence représente les trois quarts du couvert [334]. A ce titre, des efforts de diversification seraient à engager afin d'accroître la résilience des écosystèmes forestiers aux aléas de nature climatique, hydrique et biotique. La diversification renforce en effet la résilience des forêts en répartissant les risques entre des essences aux vulnérabilités différentes, ce qui limite les dépérissements massifs face à des séquences de sécheresse ou d'attaques de ravageurs.

Une large gamme d'options est activable, incluant notamment **le déploiement de combinaisons d'essences plus robustes**. À titre d'exemple, l'association du cèdre et du chêne pubescent peut permettre de mieux résister aux stress hydriques. Il n'existe toutefois pas de couple idéal d'essences ; l'intérêt réside plutôt dans la **constitution de peuplements mélangés et structurés en mosaïque**. Pour limiter les risques d'incendie, d'autres leviers sont également pertinents, à l'instar de **l'aménagement de couloirs de discontinuité et de pares-feux végétalisés** composés d'essences moins inflammables afin de ralentir la progression des flammes. En complément, la **migration assistée** apparaît également comme une piste prometteuse, par exemple en introduisant des essences ou des provenances (graines d'arbres) plus méridionales et résistantes à la chaleur au sein de stations forestières encore tempérées. D'autres pratiques sylvicoles durables peuvent également être encouragées : **bocage forestier, forêt mosaïque, sylviculture irrégulière, sylviculture à couvert continu...**

Cependant, cette quête de diversification est un processus au très long cours, limitée par la part de forêts plantées en France, estimée à environ 13% par l'IGN. Elle est aussi conditionnée aux spécificités des stations forestières⁴⁰⁹, autrement dit au sol, au climat et à la disponibilité en eau à chaque localisation. Il y a également une inertie inhérente aux systèmes forestiers dans la mesure où la diversification ne peut s'effectuer qu'à des moments clés de la gestion sylvicole, comme lors des coupes de régénération.

Des obstacles puissants à la diversification des forêts

L'un des premiers freins est d'ordre économique, dans la mesure où l'essentiel des essences de bois réintroduites actuellement à des fins de diversification sont des essences feuillues (chênes, hêtres...). Or, ces dernières ont des cycles de développement très longs et sont plus difficilement valorisables pour les filières en aval, en raison notamment d'une plus grande variabilité de la qualité des essences feuillues par rapport aux essences résineuses. A titre d'exemple, le secteur des scieries fonctionne presque exclusivement à partir de bois résineux à l'heure actuelle.

Par ailleurs, la densité excessive des grands ongulés (cerfs, chevreuils, sangliers...) dans certaines forêts françaises, qualifiée de déséquilibre sylvo-cynégétique, constitue un autre obstacle majeur à la diversification. Ces animaux sauvages s'attaquent en effet aux jeunes essences, encore à des stades vulnérables, compromettant ainsi les possibilités

⁴⁰⁹ Une station forestière est une étendue de terrain de superficie variable (quelques mètres carrés à plusieurs dizaines d'ha), homogène dans ses conditions physiques et biologiques. Elle justifie, pour une essence déterminée, une sylviculture précise avec laquelle on peut espérer une productivité comprise entre des limites connues.

de diversification des forêts. Ce problème est accentué par le changement climatique qui tend à augmenter les facultés reproductrices du grand gibier. Dans ce contexte, plusieurs pistes se dégagent pour revenir aux « populations d'équilibre », parmi lesquelles l'élaboration de plans de chasse mieux ciblés, la réintroduction de prédateurs (loups, lynx, ours...) ou encore la redirection des grands ongulés vers des zones moins denses en arbres appétants.

De forts enjeux d'emploi et de compétences

La préservation des forêts et de leur capacité de stockage à long terme a également des implications sur le terrain de l'emploi et des besoins de formation. A ce titre, les représentants du secteur consultés estiment que l'on pourrait manquer à l'avenir d'entreprises de travaux forestiers (ETF) ou d'ouvriers sylvicoles pour récolter le bois. Il y a par ailleurs un enjeu pour les gestionnaires forestiers à **s'approprier les pratiques de sylviculture proches de la nature**, notamment celles relatives aux techniques de coupes plus complexes (coupes de jardinage, régénération naturelle assistée...) ou à l'implantation et à l'entretien de combinaisons d'essence plus résilientes au changement climatique. Il s'agit également de mieux diffuser les outils d'aide à la décision relatifs aux bonnes pratiques sylvicoles : outils d'évaluation et de protection des sols (For-Eval [335], Pratic'sols [336]...) ou ciblés sur les modalités de récolte raisonnée à adopter (Gerboise [337] par exemple). Le besoin d'assimilation de nouvelles compétences concerne aussi les filières en aval (scierie, construction, menuiserie, panneaux), appelées à valoriser de nouvelles essences de bois. Un autre défi majeur pour les acteurs forestiers réside dans la capacité à agir et à faire évoluer les pratiques professionnelles dans un secteur marqué par l'incertitude et des échelles de temps particulièrement longues propres aux cycles forestiers (voir Figure 13).

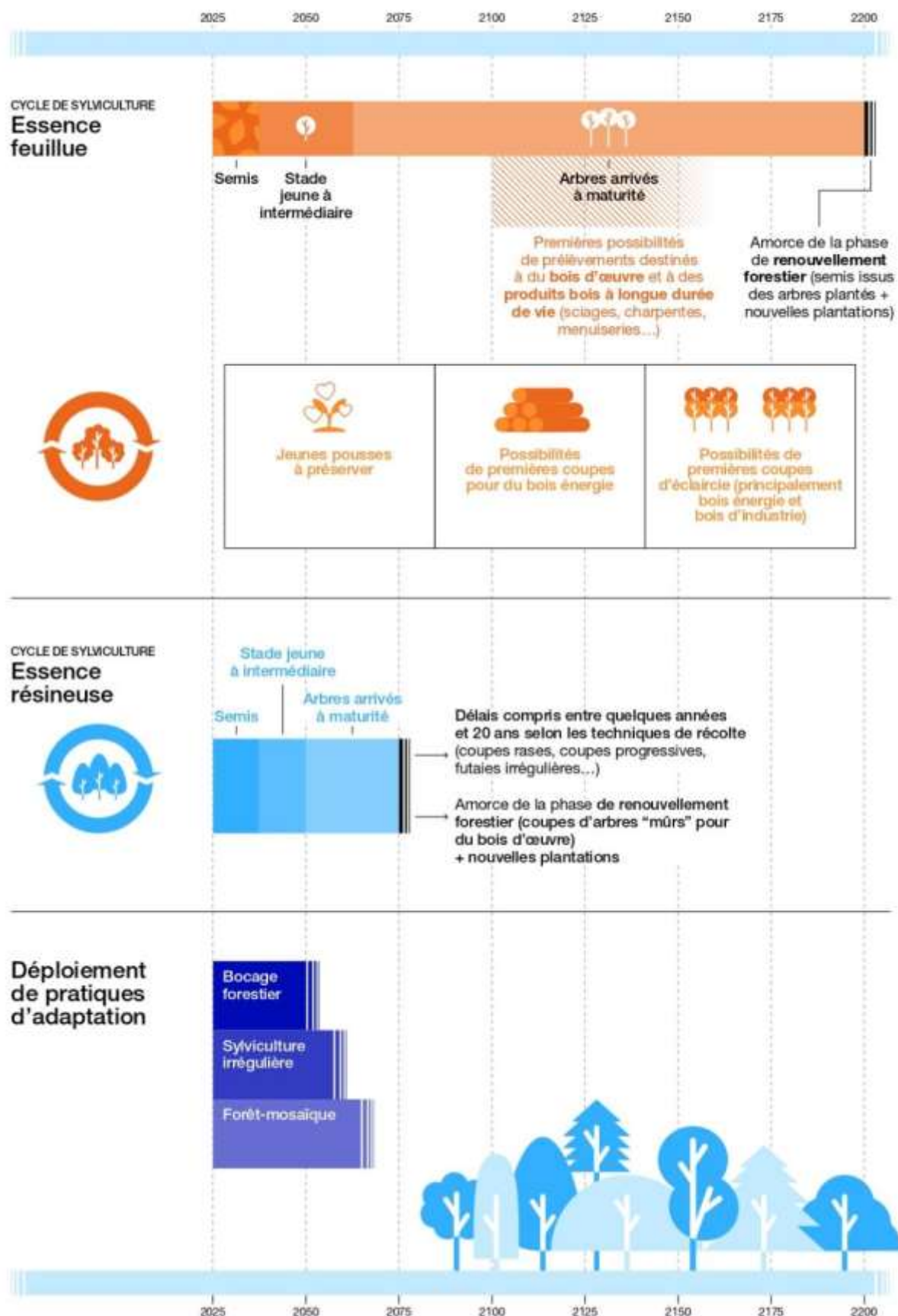


Figure 13 : Echelles de temps des cycles forestiers – The Shift Project

Besoin d'une planification spatiale cohérente et concertée avec les territoires

La préservation des forêts à long terme implique également un travail de planification des paysages forestiers afin de prévenir notamment des pertes sèches de surfaces forestières, dues à un manque d'adaptation, et de **planification des usages du bois afin d'éviter des concurrences d'usage sur la ressource entre filières**. Dans cette optique, il apparaît crucial d'engager un renouvellement dynamique des peuplements forestiers, en particulier dans les forêts les moins diversifiées ou très vulnérables, en tenant compte des spécificités des stations forestières et du complexe climat – sol - écosystème local. Cela concerne par exemple les Landes de Gascogne, les forêts résineuses de basse et moyenne altitude du Grand Est et du Jura, ou encore certaines forêts méditerranéennes soumises à une forte pression incendie. Toutefois, les effets éventuels en termes d'amélioration du puits de carbone ou de volumes de bois disponibles pour le prélèvement ne se manifesteraient pas avant plusieurs décennies.

Les acteurs consultés plaident également pour le déploiement de politiques publiques incitatives (aides au renouvellement et à la plantation, aides fiscales sous conditions de biodiversité...) pour les gestionnaires forestiers, de même que pour un meilleur accompagnement des filières en aval, en particulier les scieries, aujourd'hui très axées sur la valorisation des bois résineux.

En outre, ils appellent à consolider le suivi assuré par les cellules biomasse régionales afin de prévenir des conflits d'usage sur la ressource en bois, convoitée pour une multiplicité d'usages, qu'il s'agisse de la production de chaleur, de bois d'œuvre, voire de bioénergies avancées (syngas, biocarburants 2G), ce qui pourrait constituer à l'avenir un puissant facteur de déstabilisation du secteur. En agriculture, c'est la stratégie nationale de mobilisation de la biomasse (SNMB) qui fait référence [316], accordant une priorité aux usages alimentaires et écologiques (santé des sols, stockage de carbone) de la biomasse, devant les usages matières et énergétiques⁴¹⁰. Dans le cas spécifique des forêts, la directive européenne RED III consacre un principe d'usage en cascade de la biomasse forestière, plaçant au sommet les usages écologiques⁴¹¹, suivis des produits bois à très longue durée de vie (charpente, menuiserie), du bois d'industrie (panneaux, papier), de la chimie verte et, enfin, du bois énergie. Une distinction importante doit toutefois être opérée au sein de ce dernier débouché : la filière historique du bois énergie, valorisant principalement des sous-produits et du bois récolté sur de jeunes arbres, ne saurait être assimilée à d'autres productions émergentes fortement consommatrices de matière ligneuse, telles que les biocarburants de deuxième génération, convoités notamment par les secteurs maritime et aérien⁴¹².

Conclusion

L'analyse des écosystèmes agricoles et forestiers révèle plusieurs dynamiques préoccupantes, au premier rang desquels **une forte vulnérabilité aux effets du changement climatique**, ainsi qu'une **capacité très fragilisée à constituer des puits de carbone**. Estimées à - 37 MtCO₂e en 2023, les capacités françaises de séquestration naturelle dans les

⁴¹⁰ Voir Chantier n°18 : Déployer les bioénergies de manière soutenable

⁴¹¹ Une partie de la biomasse, notamment résiduelle (branches, souches, feuilles), doit être maintenue en forêt afin de contribuer au stockage du carbone ainsi qu'à la préservation de la santé des sols et de la biodiversité forestière.

⁴¹² Voir Chantier n°5 : Décarboner le secteur aérien

sols et la biomasse se sont érodées de plus d'un quart sur la décennie passée. Cet affaissement nous rappelle que **le carbone stocké n'est pas une rente acquise** : il est placé dans des « réservoirs » naturels dynamiques et réversibles, vulnérables aussi bien au changement d'affectation d'usage des sols qu'aux assauts de plus en plus intenses, fréquents et étendus du dérèglement climatique.

En agriculture, le défi est double : il s'agit tout d'abord de **sanctuariser les stocks existants** en enrayant la disparition des prairies permanentes, et dans une moindre mesure, des linéaires de haies. En parallèle, la **reconstitution de puits de carbone** dans les territoires de grandes cultures impliquerait une transformation profonde des pratiques : couverts végétaux, haies et agroforesterie, notamment.

Du côté des **forêts**, le doublement de la mortalité des arbres et le ralentissement de leur croissance invite au déploiement urgent et massif de stratégies d'adaptation. Celles-ci incluent notamment une **diversification** des essences, le **renouvellement** des peuplements sinistrés, la protection contre les **incendies**, l'adoption de techniques de **coupes plus durables** ou encore des efforts de régulation mieux ciblés pour lutter contre la densité excessive de **grand gibier** dans certaines forêts.

Une gestion résiliente voire la sauvegarde des systèmes agricoles et forestiers en bonne santé à long terme suppose une **planification** rigoureuse, tant à l'échelle des filières que des territoires concernés. Son rôle serait notamment d'arbitrer les **conflits d'usages** en matière de biomasse. Dans le cas de la **biomasse agricole**, il s'agit de prioriser la production alimentaire, la santé des sols et le stockage de carbone, devant les usages de type biomatériaux et bioénergies. Or, ces derniers sont appelés à croître rapidement dans le cadre de la décarbonation d'autres secteurs (construction, industrie lourde, aérien, maritime...), ce qui invite à une vigilance accrue. Dans le cas de la **biomasse forestière**, la priorité absolue consiste à maintenir la biomasse nécessaire au puits de carbone et à la bonne santé de l'écosystème.

Contact

Thomas Robert

Chargé de projet Agriculture et Prospective

thomas.robert@theshiftproject.org

Corentin Biardeau

Ingénieur de projet Agriculture

corentin.biardeau@theshiftproject.org

Héloïse Lesimple

Pilote communication et affaires publiques Transition Robuste

heloise.lesimple@theshiftproject.org

www.theshiftproject.org

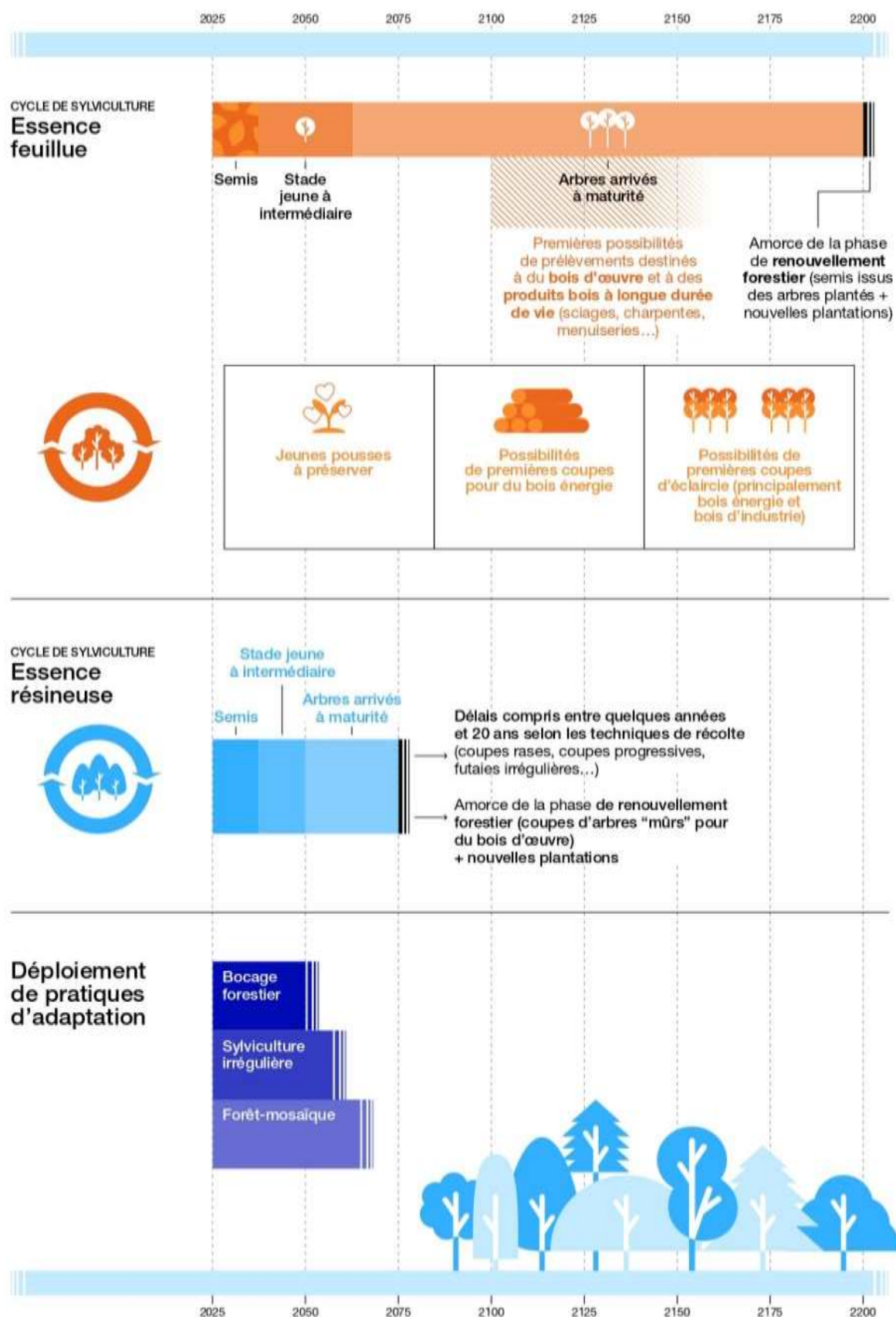


Figure 14 : Echelles de temps pour la planification forestière – The Shift Project

LES AUTRES CHANTIERS DE LA TRANSITION

DANS LE CADRE DE NOTRE
PLAN ROBUSTE POUR L'ECONOMIE FRANCAISE



Les chantiers ayant fait l'objet d'une analyse dans cette étude ne couvrent pas exhaustivement les actions à mener pour décarboner la France. Nous nous sommes focalisés sur les chantiers que nous considérons comme les plus incontournables et emblématiques. Mais bien d'autres chantiers sont cruciaux, dans différents secteurs, à plus ou moins long terme, et auraient pu faire l'objet d'une analyse détaillée. La grille d'analyse développée ici pourrait leur être appliquée, selon le même principe et la même méthode, pour qui souhaiterait compléter cette vision d'ensemble.

Une partie des chantiers non analysés dans cette étude ont fait l'objet de travaux au sein du Shift Project. De nombreux secteurs ont été étudiés en profondeur en 2022, dans le cadre du Plan de Transformation de l'Economie Française (PTEF), et n'ont simplement pas été repris en détails dans la présente étude. **L'approche quantitative développée dans la deuxième partie de ce document en reprend cependant les grandes hypothèses.** D'autre part, certains de ces sujets sont ou seront traités par d'autres projets du Shift, en cours ou à venir à l'heure où ces lignes sont écrites.

Les chantiers analysés dans cette étude contribuent au premier ordre à la réduction des émissions territoriales de GES de la France à l'horizon 2050. La vingtaine de chantiers qui viennent d'être présentés dans cette première partie couvrent, malgré leurs manques, la grande majorité de nos consommations fossiles et de nos émissions de GES. Ils déterminent donc dans leur ensemble, pour l'essentiel, la réussite ou l'échec de la décarbonation de l'économie française.

Le présent chapitre réalise, pour finir cette première partie, une tentative d'inventaire des chantiers de décarbonation non couverts ici.

Dans le secteur des transports, de nombreux autres chantiers auraient pu être traités⁴¹³ :

- **La facilitation et le déploiement de la marche à pied ;**
- **La décarbonation des bus et des autocars**, et notamment le déploiement – déjà à l'œuvre – des bus électriques et celui – plus complexe – des autocars électriques ;
- **Le déploiement des véhicules utilitaires légers électriques**, sujet majeur et connexe à celui de l'électrification de la voiture ;
- **La décarbonation des deux-roues motorisés**, et notamment le déploiement de la moto électrique et du scooter électrique.
- **Le déploiement des VELI**, les Véhicules Electriques Légers Intermédiaires, soit tous les moyens de transports allant du vélo à assistance électrique jusqu'à la voiturette, en passant par les quadricycles.
- **Le déploiement du covoiturage ;**
- **La décarbonation des TER diesel**, notamment via le déploiement du **TER à batteries** – le reste des trains étant déjà décarboné pour l'essentiel.
- **Le développement du fret fluvial**, une autre alternative bas-carbone aux poids-lourds ;
- **Le développement de la cyclo-logistique**, particulièrement pertinente pour les « derniers kilomètres » en zone urbaine ;

⁴¹³ Voir les travaux du Shift Project : Décarboner la mobilité en zones de moyenne densité (2017), Guide pour une mobilité quotidienne bas carbone & Etude comparative de l'impact carbone de l'offre de véhicules (2020), Décarboner la mobilité en Vallée de la Seine (2020), Assurer le fret dans un monde fini (2022), Voyager bas carbone (2022), Décarboner nos trajets du quotidien : comprendre pour agir (2025) ; en partenariat avec Aéro Décarbo : Pouvoir Voler en 2050 : Quelle aviation dans un monde contraint ? (2021), Pouvoir voler sans pétrole : quel approvisionnement énergétique pour le secteur aérien ? (2025)

- **La décarbonation du maritime**, dont le poids dans les émissions mondiales est similaire à celui de l'aérien à l'échelle mondiale, et qui est tout aussi complexe à décarboner par des solutions technologiques matures.

Dans le **bâtiment**, les chantiers suivants auraient pu être traités⁴¹⁴ :

- **La rénovation thermique et l'électrification des systèmes de chauffage des bâtiments tertiaires**, dont les enjeux sont parfois différents de ceux des bâtiments résidentiels.
- **Le déploiement des réseaux de chaleur urbains** ;
- **Le déploiement de la géothermie profonde et du solaire thermique** ;
- **La maîtrise du volume de construction neuve et la réduction de ses impacts unitaires** ;
- **La décarbonation de l'eau chaude sanitaire** ;
- **Les progrès d'efficacité de l'électroménager**, un sujet peu médiatisé mais majeur pour l'évolution de la consommation électrique du secteur.

Dans l'**industrie**, les chantiers suivants auraient pu être traités⁴¹⁵ :

- **La décarbonation du ciment** – au-delà de l'application du CCS à ce secteur ;
- **La décarbonation de la production de plastique**, premier secteur industriel sur le plan des émissions ;
- **Le déploiement des filières de recyclage, du cuivre et du plastique** notamment ;
- **La décarbonation de la chaleur industrielle** ;
- **La décarbonation de la production d'aluminium**, et la maîtrise de la consommation électrique associée.

Dans le **secteur énergétique**, les chantiers suivants auraient pu être traités :

- **Le déploiement des Small Modular Reactor (SMR)**, de petits réacteurs nucléaires qui nécessitent un moindre investissement initial et visent autant la production d'électricité que celle de chaleur, que ce soit pour l'industrie ou pour les réseaux de chaleur urbain.
- **La recherche et développement vers les réacteurs de 4^{ème} génération et la technologie des Réacteurs à Neutrons Rapides (RNR)**. En permettant d'exploiter l'uranium 238, près de cent fois plus abondant que l'uranium 235 actuellement utilisé, ces derniers donneraient accès, le cas échéant, à des réserves se comptant en siècles voire en millénaires.
- **La recherche et développement sur la fusion nucléaire** qui, même si elle est encore loin de la maturité technologique – et encore moins industrielle et commerciale – pourrait toutefois jouer un rôle significatif dans la seconde moitié du 20^e siècle.
- **La gestion du cycle du combustible nucléaire** : de l'extraction de l'uranium à son enrichissement, jusqu'à l'entreposage des combustibles usés et au stockage géologique profond des déchets les plus radioactifs ;
- **Le déploiement des stations de pompage-turbinage (STEP) et de l'hydroélectricité au fil de l'eau** ;

⁴¹⁴ Voir les travaux du Shift Project : Habiter dans une société bas carbone (2021), Réponse à la concertation publique sur la décarbonation du secteur du bâtiment et des moyens de chauffage (2023).

⁴¹⁵ Voir les travaux du Shift Project : La transition bas carbone : une opportunité pour l'industrie automobile française ? (2021) ; Décarboner l'industrie sans la saborder (2022) ; Décarboner la chimie française (2022) ; Décarboner la filière ciment-béton (2022).

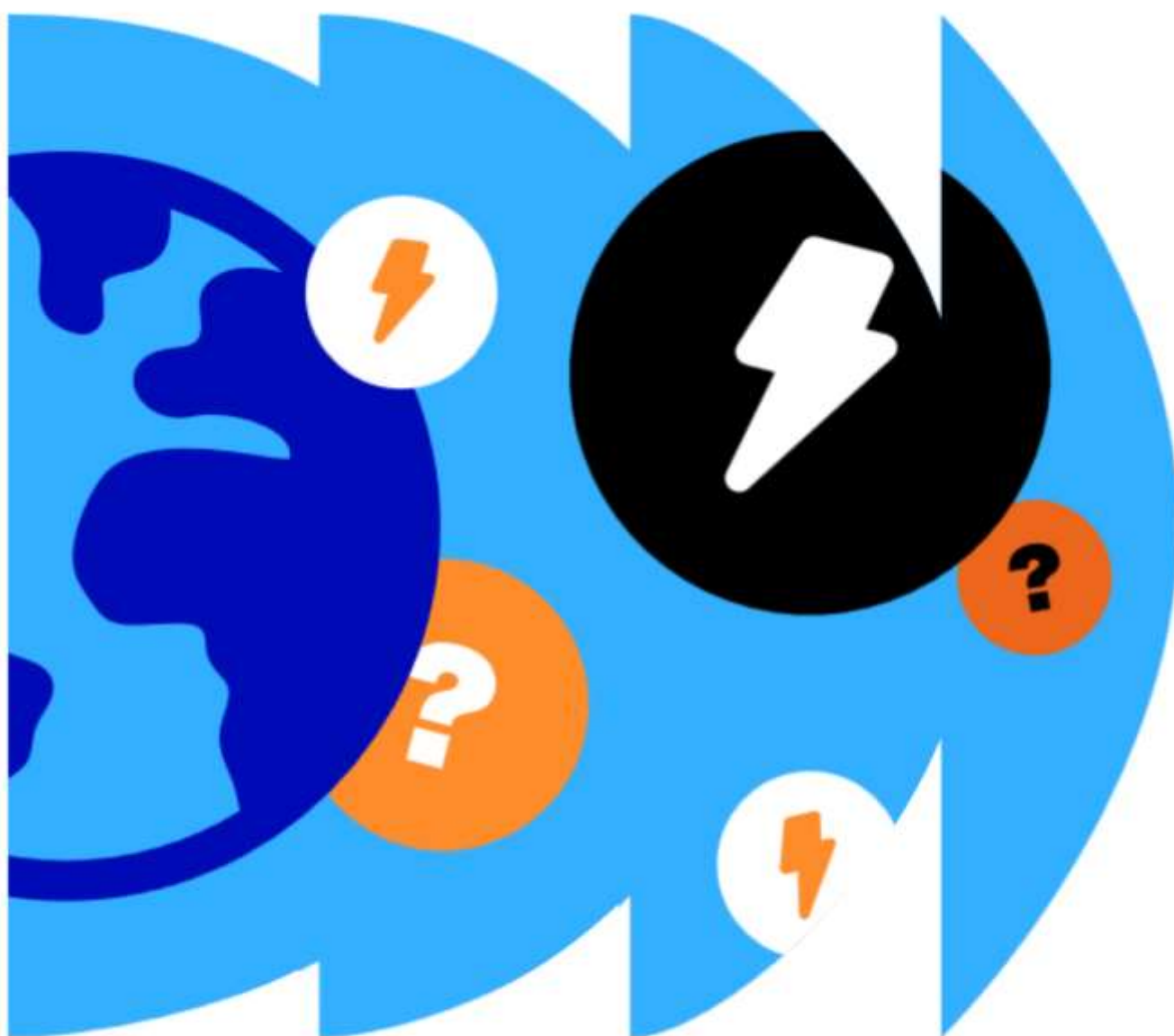
- **La recherche, le développement et le déploiement des hydroliennes**, convertissant l'énergie des courants marins en électricité, au stade aujourd'hui embryonnaire, mais qui pourraient révéler un potentiel non-négligeable dans les décennies à venir ;
- **Le déploiement des flexibilités pour le système électrique**, enjeu critique des années à venir, par exemple via le déploiement des batteries ou de la flexibilité de la demande ;
- **L'adaptation et le développement des réseaux électriques de transport et de distribution** : leur rénovation alors qu'ils sont aujourd'hui vieillissants, leur adaptation au changement climatique ou (peut-être plus critique encore) leur capacité à raccorder suffisamment vite des énergies renouvelables en déploiement rapide ;
- **Le décommissionnement progressif du réseau gazier**, dans un contexte de déploiement massif des pompes à chaleur et des réseaux de chaleur urbain décarbonés ;
- **Le démantèlement du réseau de stations-services**, au fur et à mesure de la généralisation du véhicule électrique.

Concernant les puits de carbone, le déploiement des **puits de carbone technologiques**, notamment le DAC (Direct Air Capture) et le BECCS (BioEnergy Carbon Capture and Storage) auraient pu être traités. Bien que faiblement matures à date, ils pourraient jouer un rôle significatif à l'horizon 2050 – du moins pour le second.

PARTIE 2

RÉUSSIR DANS L'INCERTITUDE

DANS LE CADRE DE NOTRE
PLAN ROBUSTE POUR L'ÉCONOMIE FRANÇAISE



Approche générale

La première partie de ce rapport a étudié une vingtaine de chantiers incontournables de la transformation bas-carbone de notre économie. Elle a révélé leurs conditions de réussite les plus critiques et les plus à risque, par une analyse des freins actuels et des possibles points de blocage à venir, afin de mieux les dépasser.

L'objet de cette seconde partie est d'explorer une multitude de trajectoires de transformation pour la France, afin d'éclairer les choix cruciaux qui seront faits lors du prochain quinquennat. Les trajectoires explorées et comparées sont fondées sur des hypothèses contrastées pour chacun des chantiers étudiés dans la première partie. Cette exploration est assistée par un outil de simulations, permettant de révéler les risques et les contreparties associés à chaque trajectoire, sur différents plans : consommation énergétique, émissions de gaz à effet de serre, consommation de cuivre et enfin besoins en emplois. Cette palette de trajectoires aboutit à de grands enseignements sur la décarbonation de la France, à des recommandations pour en prendre la bonne direction, dès le prochain quinquennat, et pour en réduire les risques d'échec. Elle fournit des clés pour lire les décisions qui seront prises dans les années à venir : quels risques prend notre pays à faire l'impasse sur tel ou tel levier de décarbonation, le chemin proposé repose-t-il sur des hypothèses réalistes ou non, comment ce chemin serait-il affecté en cas de bonne ou de mauvaise surprise ?

Une analyse de robustesse pour penser la décarbonation à l'ère des crises

Cette étude fournit des clés pour penser la décarbonation française à l'ère des crises et de l'incertitude. La plupart des études prospectives proposant des scénarios de transition énergie-climat présupposent un, ou quelques cadres de certitude dans lesquels se déroulent les scénarios. Rares sont celles qui présupposent une forte incertitude sur l'avenir. Par cette étude, nous nous proposons de contribuer à combler ce manque, convaincus du fait que les prochaines années et décennies seront jalonnées d'événements inattendus impactant les efforts de transformation bas-carbone, et plus généralement le fonctionnement de l'économie française.

Notre méthode s'apparente à ce qu'on pourrait appeler une analyse de robustesse. En ingénierie, un système robuste est un système dont la performance se maintient malgré des variations importantes des conditions extérieures [338]. Un tel système est capable d'encaisser certaines perturbations tout en continuant à remplir les fonctions d'ensemble pour lesquelles il a été conçu. Par analogie, une transition robuste vise à atteindre ses objectifs de décarbonation, *même quand tout ne se passe pas comme prévu*. Elle ne doit pas dérailler au premier retard industriel ou à la première fluctuation géopolitique. Elle ne doit pas reposer trop exclusivement sur un petit nombre de technologies ou de filières industrielles, dont l'échec individuel signifierait alors l'échec de l'ensemble.

Le succès d'une transition robuste ne doit pas non plus dépendre d'un ensemble de paris trop risqués : supposer l'entrée en service prochaine d'une innovation technologique incertaine, supposer un rythme de production industriel record, supposer la construction rapide et massive de nouvelles infrastructures, supposer un effort de recrutements et de formations massif, ou encore supposer des changements drastiques et rapides d'organisation ou de comportements... c'est prendre le risque que ces prérequis soient *in fine* absents, et la réussite

avec eux. Dire cela n'est pas plaider pour un manque d'ambition, au contraire : il faut d'une part œuvrer très fortement à aligner les prérequis permettant la réussite des chantiers et donc de la transition, mais il faut d'autre part anticiper le cas où certains de ces prérequis ne seraient pas au rendez-vous, malgré les efforts réalisés.

Penser une transition robuste requiert **deux niveaux d'analyse** :

- Un niveau **sectoriel**, visant à aligner les conditions de réalisation effective des briques fondamentales de la décarbonation, de ses grands chantiers – c'était l'objet de la **première partie** ;
- Un niveau **multi-sectoriel**, agrégeant l'ensemble des chantiers par grands secteurs, et évaluant l'impact d'ensemble de leur réussite ou de leur échec sur la trajectoire nationale de décarbonation. C'est l'objet de cette **seconde partie**.

L'analyse de robustesse de cette deuxième partie consiste donc à simuler des trajectoires de transformation de l'économie française. Elles intègrent des hypothèses de réalisation plus ou moins dégradées sur tout ou partie des chantiers étudiés précédemment, afin d'en estimer les conséquences, et de comparer ces trajectoires pour faire émerger des enseignements clés.

Un outil de simulation, des variantes sur les chantiers, des enseignements clés

Remarque préliminaire : Le plan de transformation de l'économie française (PTEF) constitue la base de la présente analyse. Publié entre fin 2021 et fin 2022, le PTEF est constitué d'un ensemble de rapports sectoriels et d'une note d'évaluation énergie-climat, qui exploraient ce qu'impliquerait une réduction des émissions de gaz à effet de serre françaises à hauteur des enjeux dès 2022. Le présent travail entend évaluer la robustesse d'une trajectoire de décarbonation de type PTEF.

Un outil de simulation

Cette seconde partie s'appuie sur un **outil de simulation** développé par The Shift Project. Celui-ci repose sur des modèles sectoriels : transport, logement, tertiaire, numérique, industrie, agriculture et production d'électricité, et sur des modèles d'évaluation : énergie, climat, cuivre et emplois. Les **modèles sectoriels** permettent de mettre en chiffre les évolutions sectorielles correspondant aux chantiers de la première partie, ainsi qu'à d'autres évolutions « hors-chantiers », généralement reprises du PTEF. Les **modèles d'évaluation** permettent d'estimer l'effet agrégé de toutes ces évolutions sectorielles, en termes de consommation d'énergie, d'émissions de GES, de consommation de cuivre et de besoins en emplois au niveau national.

Cet outil de simulation, et les différents modèles qui le constituent, sont présentés dans le **premier chapitre** de cette seconde partie.

Des variantes sur les chantiers

La spécificité d'une analyse de robustesse repose sur la multiplicité et la diversité des trajectoires simulées. Il s'agit de définir un **champ des possibles** en termes d'évolutions sectorielles et de l'explorer grâce à notre outil de simulation. Ce champ des possibles est

décrit, pour chacun des chantiers de la première partie, par ce qu'on appelle des **variantes**. On définit ainsi trois variantes pour chaque chantier : une **variante haute**, dans laquelle le chantier se déroule complètement dans le temps imparti, une **variante intermédiaire**, dans laquelle il ne se déroule que partiellement et/ou en retard, et une **variante basse**, dans laquelle il ne se déroule pas du tout ou ne fait que poursuivre les tendances observées. Ces variantes sont, à chaque fois, établies sur la base des travaux menées sur le chantier en question, dont les principaux résultats figurent en première partie du présent document.

Hormis les évolutions discutées dans les chantiers en première partie du document, d'autres évolutions « hors-chantiers » sont amenées à jouer un rôle majeur, par exemple le déploiement du covoiturage, la baisse de consommation unitaire des véhicules routiers (à motorisation donnée), la montée en puissance du fret fluvial, la baisse du volume total de marchandises transportées, la baisse du nombre de logements neufs construits, l'électrification et/ou les gains d'efficacité d'énergétique des procédés dans différents secteurs industriels, et bien d'autres encore. Ces évolutions « hors-chantiers » sont pour l'essentiel modélisées dans l'outil, sur la base de la trajectoire décrite précédemment dans le PTEF, mais ne font pas l'objet de variantes – elles ne font donc l'objet que d'une seule « version de l'histoire ».

Ces variantes sont présentées, pour chacun des chantiers étudiés, dans le **second chapitre** de cette seconde partie.

Des enseignements clés

L'outil de simulation permet de sélectionner la variante de son choix pour chaque chantier, indépendamment les uns des autres, et de définir ainsi une **combinaison de variantes** couvrant l'ensemble des chantiers. On peut alors jouer cette combinaison dans l'outil de simulation, pour évaluer les effets de la **trajectoire nationale** qui en résulte, en termes de consommation énergétique, d'émissions de GES, de besoins en cuivre ou de besoins en emplois. C'est en comparant les trajectoires entre elles que l'on peut faire émerger des **enseignements clés** sur la robustesse de la décarbonation française, selon les différents prismes d'analyse retenus : énergie-climat, cuivre et emploi-formation, en articulation avec nos réflexions transverses, notamment issues de l'analyse qualitative des chantiers.

Ainsi, on peut par exemple évaluer l'**impact** de la réussite de tel chantier ou ensemble de chantiers sur la réussite d'ensemble de la décarbonation. On peut se demander s'il est ou non possible de réussir la transition en faisant l'**impasse** sur tel chantier ou ensemble de chantier. On peut identifier les chantiers dont la réussite suppose l'accès simultané à une même ressource rare (électricité bas-carbone, bioénergies, cuivre...), afin de mettre en lumière des **conflits d'usages** potentiels qui pourraient les opposer. On peut encore établir des liens de **dépendance** entre chantiers, par exemple si le succès d'un chantier ou ensemble de chantiers fortement consommateur d'un certain type d'énergie bas-carbone (électricité, bioénergies, e-fuels...) requiert le succès d'un autre chantier ou ensemble de chantiers producteurs de cette même énergie. Et ce ne sont là que des exemples.

Ces enseignements clés sont présentés dans les **troisième, quatrième et cinquième** chapitres de cette seconde partie, respectivement dédiés aux enseignements énergie-climat, cuivre et emploi-formation.

L'outil de simulation

Les analyses quantitatives présentées dans cette seconde partie s'appuient sur un **outil de simulation développé par The Shift Project**. Celui-ci repose sur plusieurs **modèles sectoriels** : transports, logement, tertiaire, numérique, industrie, agriculture et production électrique. Ces modèles sectoriels alimentent des **modèles d'évaluation** : énergie, climat, cuivre, emploi-formation. Le modélisateur sélectionne des **variantes** pour les différents chantiers, afin de concevoir les trajectoires explorées. Les modèles d'évaluation fournissent des **résultats**, qui alimentent nos **enseignements**. Le présent chapitre décrit brièvement les modèles sectoriels et les modèles d'évaluation. Le prochain chapitre décrit les variantes proposées. Les chapitres suivants présentent les résultats et les enseignements qui en sont issus.

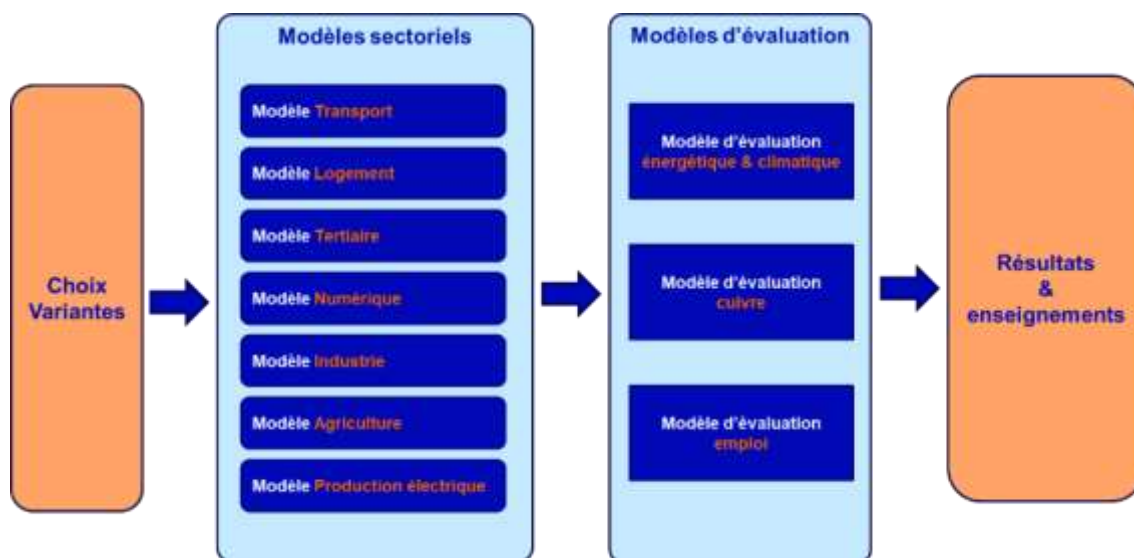


Figure 15 : Architecture de l'outil de simulation

Les modèles sectoriels

Les données récentes relatives à chaque secteur ont été collectées pour estimer un **point de départ** des trajectoires à 2025.

Pour chaque secteur, un **point d'arrivée à 2050** a été proposé. Celui-ci est en général largement **inspiré du Plan de Transformation de l'Economie Française (PTEF)**, publié en 2022 par The Shift Project. Ce point d'arrivée PTEF a été mis à jour chaque fois que les derniers rapports sectoriels du Shift et/ou les chantiers qualitatifs présentés dans la première partie du présent rapport le justifiaient.

Une **trajectoire annualisée** reliant point de départ et point d'arrivée a été produite grâce à différentes hypothèses sur les dynamiques de transformation. La plupart du temps, pour les évolutions « hors chantier », des transformations linéaires avec le temps ont été supposées. Par exemple, le covoiturage progresse de manière linéaire entre 2025 et 2050. Pour les variantes, relatives aux chantiers, des dynamiques plus fines ont été modélisées, propres à chaque chantier. Par exemple, la dynamique d'électrification des principaux parcs roulants de véhicules – voitures, poids-lourds, véhicules utilitaires légers – a été modélisée par des courbes « logistiques » dites courbes « en S ».

Pour chaque secteur, le point d'arrivée et la trajectoire annualisée sont **paramétrables** facilement pour simuler les différentes **variantes** (haute, intermédiaire ou basse) des chantiers du secteur, mentionnées précédemment et détaillées dans le chapitre suivant.

Voyons à présent brièvement comment chaque secteur est modélisé.

Transports

La modélisation des transports inclut la mobilité quotidienne des personnes – les trajets inférieurs à 80 km, la mobilité longue distance des personnes – les trajets supérieurs à 80 km, et le transport de marchandises – le fret.

Le modèle décrit l'évolution du **kilométrage total** parcouru annuellement par la population et par les marchandises qu'elle consomme ; l'évolution des **parts modales** i.e. la répartition de ce kilométrage entre les différents modes de transports – voitures, transports en commun, vélo, train, avion, camions, etc. ; l'évolution du **remplissage** des différents modes (nombre de passagers ou quantité de fret) ; l'évolution de la **consommation unitaire** des différents véhicules – l'énergie nécessaire pour parcourir un kilomètre ; et enfin l'évolution des **motorisations** utilisées – avec notamment l'électrification des parcs de véhicules thermiques terrestres.

A partir de l'ensemble de ces éléments, le modèle calcule, chaque année, les **consommations énergétiques** du secteur, pour les vecteurs énergétiques pertinents : essence, diesel, kérosène et électricité. Il donne également, chaque année, les **flux de véhicules** entrants (ventes neuves) et sortants (mises à la casse) ainsi que la taille totale du parc, pour les principaux types de véhicules : voitures, véhicules utilitaires légers, poids-lourds, etc. Ces différentes données sont ensuite utilisées par les modèles d'évaluation (voir section suivante pour plus de détails sur les évaluations).

Pour simuler les différentes **variantes** des chantiers transport, le modélisateur règle la dynamique de déploiement du vélo, des transports en commun, du train passagers et du fret ferroviaire, ainsi que la dynamique de diffusion des voitures (et utilitaires) électriques et des poids-lourds électriques (lire chapitre suivant pour plus de détails sur les variantes). Les autres hypothèses du modèle sont indépendantes des variantes.

Logement

La modélisation du logement décrit l'évolution du parc de maisons individuelles et de logements collectifs, au gré des **constructions** neuves et des démolitions (répondant à des trajectoires démographiques et d'occupation des logements), et l'évolution de la classification DPE de ces logements, sous l'effet de la rénovation thermique et des changements de **modes de chauffage**, via le remplacement progressif des moyens de chauffage carbonés par leurs alternatives bas-carbone – **pompes à chaleur** (PAC) notamment.

A partir de ces hypothèses, le modèle calcule, année après année, les **consommations énergétiques** du secteur, pour les vecteurs énergétiques pertinents : gaz, fioul, électricité, etc. Il donne également, chaque année, les **flux de logements** construits, rénovés et démolis, ainsi que la taille totale du parc, pour les maisons individuelles et les logements collectifs, ainsi que les flux et stocks de pompes à chaleur installées. Ces différentes données sont ensuite utilisées par les modèles d'évaluation (voir partie suivante pour plus de détails sur les évaluations).

Pour simuler les différentes **variantes** des chantiers logement, le modélisateur règle le rythme et la profondeur des rénovations ainsi que la dynamique de diffusion des pompes à chaleur (lire chapitre suivant pour plus de détails sur les variantes). Les autres hypothèses du modèle (nombre de constructions, démolitions...) sont indépendantes des variantes.

Secteur bâtiment tertiaire

Nous n'avons **pas d'outil de modélisation** interne au Shift Project dédié au bâtiment tertiaire. Nous reprenons donc ici directement des **trajectoires de référence** existantes, la trajectoire SNBC3 AME (Avec Mesures Existantes) et la trajectoire ADEME Transition(s) 2050 S2, dont nous extrayons les données relatives à la consommation énergétique, par vecteur – gaz, électricité, fioul, chaleur... – et par an, ainsi qu'aux constructions neuves. Nous optons ainsi directement pour l'une ou l'autre de ces deux trajectoires, ou pour une moyenne des deux, tel qu'expliqué dans le chapitre suivant (lire paragraphe sur les variantes dans le bâtiment tertiaire).

Remarque : le secteur tertiaire a fait l'objet de plusieurs travaux approfondis de la part du Shift Project – sur la culture, la santé, le sport, ou encore l'enseignement supérieur. En revanche le secteur tertiaire dans son ensemble n'a pas été étudié en tant que tel, et n'a pas non plus fait l'objet de chantier dédié dans le cadre de la première partie du présent document. Les enjeux de rénovation et de déploiement des pompes à chaleur y sont également des enjeux forts, comme pour le secteur logement, mais ils ne s'y déclinent pas exactement de la même manière.

Centres de données

La modélisation des centres données décrit l'évolution du **nombre de centres** existants et de la **capacité installée** au fil du temps, en lien avec une forte augmentation des usages numériques, qu'ils soient traditionnels (hébergement de sites web) ou nouveaux (**intelligence artificielle**⁴¹⁶, et notamment générative). Sur la base d'hypothèse sur l'état actuel de la filière et sur son évolution dans les années à venir, il estime notamment la quantité d'**électricité** consommée année après année.

Industrie

La modélisation de l'industrie décrit l'évolution des grands secteurs industriels : acier, chimie, ciment, automobile ou encore bâtiment et travaux publics (BTP), en termes de **volumes** produits et consommés, de **procédés** industriels employés, d'**efficacité** énergétique de ces procédés et de **mix énergétique** sollicité.

A partir de ces hypothèses, le modèle calcule, année après année, les **consommations énergétiques** du secteur, pour les vecteurs énergétiques pertinents : gaz, charbon, électricité, etc. Il donne également les émissions de **procédés** éventuelles des **procédés industriels**⁴¹⁷. Ces différentes données sont ensuite utilisées par les modèles d'évaluation (voir partie suivante pour plus de détails sur les évaluations).

⁴¹⁶ Référence du RF IA & Data centers

⁴¹⁷ Il s'agit d'émissions ne découlant pas de la combustion de combustibles, à ce jour essentiellement fossiles. Par exemple, les émissions de CO₂ dues à la réduction du minerai de fer via du charbon pour la production d'acier des hauts-fourneaux actuels, ou les émissions de CO₂ dues à la réaction de calcination de la chaux pour la production de ciment, sont des émissions de procédés. Elles sont à distinguer des émissions de combustion qui permettent la production de chaleur.

Notons que ce modèle industrie est en outre directement et automatiquement relié aux **évolutions des autres secteurs** : nombre et masses des véhicules produits (secteur transports), surfaces de bâtiments neufs construits (secteurs logement et tertiaire), volume d'engrais azotés consommé (secteur agriculture), etc. Il assure donc une forme de **cohérence industrielle** à notre trajectoire d'ensemble.

Pour simuler les différentes **variantes** des chantiers industrie, le modélisateur règle le rythme de déploiement des technologies de production d'acier bas carbone, de l'hydrogène électrolytique et des dispositifs de captage et stockage de carbone (lire chapitre suivant pour plus de détails sur les variantes). Les autres hypothèses du modèle sont indépendantes des variantes.

Agriculture

La modélisation de l'agriculture décrit les grandes transformations agricoles : évolution des **surfaces** par production, des **intrants** utilisés, de la **taille du cheptel bovin**, ou encore production de **bioénergies** (biométhane, bioéthanol, biogazole, bio-SAF). Elle est basée sur l'outil de recherche E-GRAFS, qui modélise les flux d'azote et de carbone dans le système agricole afin d'assurer une cohérence d'ensemble entre ces différentes évolutions.

A partir de ces hypothèses, le modèle calcule, les **consommations énergétiques** du secteur, pour les vecteurs énergétiques pertinents : diesel, gaz, etc. Il calcule aussi les **émissions directes** du secteur : méthane et protoxyde d'azote en particulier. Il estime également les quantités d'**engrais azotés de synthèse** à produire par l'industrie. Il donne enfin les **productions de bioénergies** : notamment bioéthanol, biogazole, bioSAF et biométhane. Ces différentes données sont ensuite utilisées par les modèles d'évaluation (voir partie suivante pour plus de détails sur les évaluations).

*Remarque : les **puits** agricoles et forestiers ne sont pas modélisés dans le cadre de ce modèle agriculture, l'évaluation climatique intègre directement des hypothèses les concernant, lire ci-dessous.*

Production électrique

La modélisation décrit l'évolution des capacités de **production électrique**⁴¹⁸ : maintien ou fermeture des **centrales nucléaires existantes**, construction de **nouvelles centrales nucléaires** type EPR2, déploiement de nouvelles capacités **renouvelables** – éolien terrestre, éolien en mer, photovoltaïque – et fermeture de ces parcs à leur fin de vie. Il intègre également les **facteurs de charge**⁴¹⁹ de ces différents moyens de production.

A partir de ces hypothèses, le modèle calcule, année après année, la **production d'électricité** du secteur. Il donne également, chaque année, les **flux de capacités** installées et retirées, ainsi que les stocks totaux installés. Ces différentes données sont ensuite utilisées par les modèles d'évaluation (voir partie suivante pour plus de détails sur les évaluations).

Pour simuler les différentes **variantes** des chantiers production électrique, le modélisateur règle l'âge moyen de fermeture des réacteurs du parc nucléaire historique, les dates d'entrée en service des nouveaux réacteurs EPR2, et le rythme de déploiement annuel des différentes

⁴¹⁸ La production de bioénergies est modélisée dans le modèle agriculture, décrit ci-dessus.

⁴¹⁹ Le facteur de charge d'une centrale électrique est le rapport entre l'énergie électrique effectivement produite sur une période donnée et l'énergie qu'elle aurait produite si elle avait fonctionné à sa puissance optimale durant la même période.

filières d'énergies renouvelables – éolien terrestre, éolien en mer et photovoltaïque (lire chapitre suivant pour plus de détails sur les variantes). Les autres hypothèses du modèle sont indépendantes des variantes.

Les évaluations quantitatives

Les **modèles sectoriels** précédemment décrits permettent de simuler des trajectoires plus ou moins volontaristes, documentées sur la base des chantiers étudiés dans la première partie. Ils calculent la **consommation énergétique** de ces secteurs, et les productions énergétiques du secteur de l'électricité et de l'agriculture. Ces consommations et productions alimentent le modèle d'évaluation **énergétique** et **climatique**. Les modèles sectoriels calculent également les **flux matériels** entrants (ventes de produits neufs) et sortants (produits anciens sortis du parc), qui alimentent le modèle d'évaluation **cuivre**. Ils estiment enfin certains volumes d'activités productives, qui alimentent le modèle d'évaluation **emploi**.

Evaluation énergétique

Les différents **modèles sectoriels** permettent d'estimer une consommation énergétique par secteur, par vecteur (carburants liquides, gaz, électricité...) et par an, sur la période 2025-2050. Ces différentes consommations sont agrégées dans le modèle **d'évaluation énergétique**, ce qui permet d'en déduire la **consommation d'énergie totale** de la France, par année et par vecteur. Nous raisonnons ici en **vision territoriale** : nous considérons uniquement l'énergie consommée sur le territoire national⁴²⁰.

La **consommation électrique** peut alors être comparée à la **production électrique du territoire**, issue du **modèle de production électrique**. Cela permet de vérifier l'**adéquation production/consommation d'électricité** et d'indiquer les périodes où la France est importatrice nette, avec les volumes d'électricité concernés. Avoir durablement besoin d'importer des volumes significatifs d'électricité bas carbone est une situation que nous estimons risquée⁴²¹. Cette modélisation se faisant sur un pas de temps annuel, elle ne permet pas de vérifier l'adéquation production/consommation d'électricité sur des pas de temps plus courts (saison, journée, heure...), ce qui nécessiterait des modélisations bien plus sophistiquées telles que celles développées par RTE.

La **consommation de carburants liquides et gazeux** peut quant à elle être comparée (respectivement) à la **production de biocarburants et de biogaz**, issue du **modèle agriculture**, à laquelle il convient d'ajouter la production de **carburants de synthèse** destinés à l'aérien (eSAF)⁴²². La consommation restante i.e. non couverte par des bioénergies ou des carburants de synthèse permettra de déduire le « reste à fournir », attribué par hypothèse aux

⁴²⁰ A laquelle nous ajoutons en outre la moitié de l'énergie consommée par le trafic aérien entre la France et l'étranger, habituellement non-comprise dans cette vision territoriale, et pourtant décisive pour chiffrer les besoins énergétiques liés notamment au déploiement des carburants durables.

⁴²¹ Dépendre, dans la durée, de l'importation d'importants volumes d'électricité bas carbone est risqué, car cela revient à supposer que les pays voisins seront en mesure de les fournir, dans un contexte où ils en auront également besoin pour leur propre transition bas carbone. Cela constitue en outre une stratégie non-généralisable : tous les pays ne peuvent pas miser simultanément sur les surplus des autres. A l'inverse, en visant un équilibre, voire un excédent, entre sa production et sa consommation électriques, la France pourrait faire bénéficier ses voisins de ses éventuels surplus bas carbone, ce dont profiterait la transition européenne dans son ensemble. Notons toutefois que le sujet du risque de dépendance aux importations d'électricité mériterait d'être approfondi, notamment sur la base des travaux de prospective énergie-climat menés par les pays voisins, afin d'estimer leurs potentiels d'exportations ou leurs besoins d'importations à venir.

⁴²² Directement estimée dans le modèle d'évaluation énergétique, en fonction de la variante eSAF sélectionnée par le modélisateur.

énergies fossiles importées⁴²³, ce qui donne les **quantités de pétrole et de gaz fossile** consommées par l'économie française. Cette comparaison permet d'une part de suivre l'évolution de la **dépendance française aux importations d'hydrocarbures** au cours du temps, et d'autre part d'alimenter le modèle d'évaluation **climatique** – lire ci-dessous.

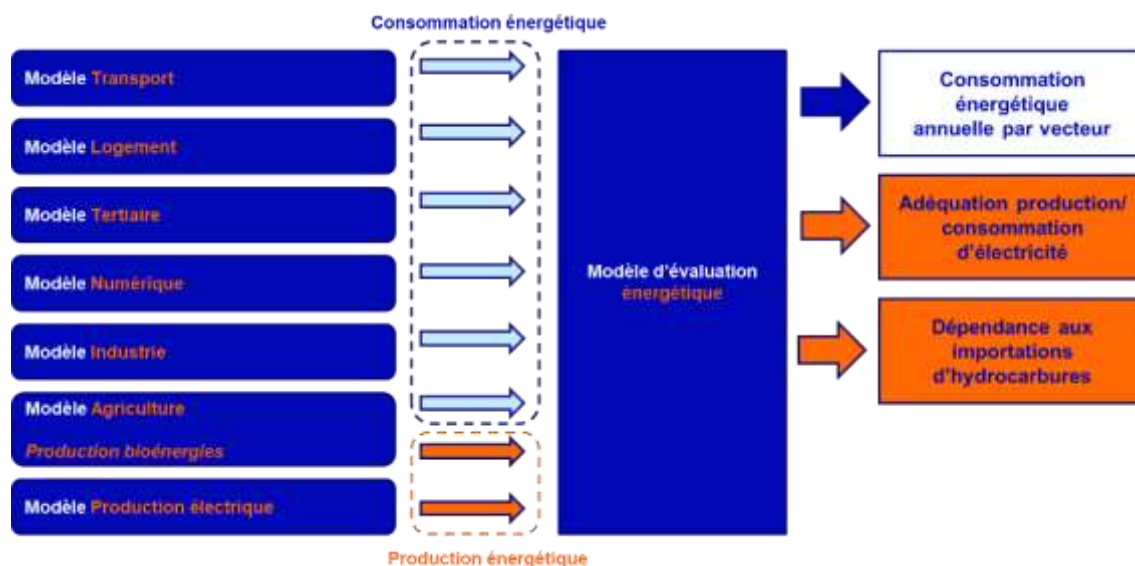


Figure 16 : Modèle d'évaluation énergétique

Notons que ce modèle d'évaluation énergétique ne modélise pas l'énergie incorporée dans les biens et services importés par la France (ordinateurs, voitures, alimentation, matières premières...), par ailleurs nécessaires à son fonctionnement. Cette énergie est consommée hors du territoire français et n'est donc pas incluse dans la consommation énergétique ici simulée. D'autres travaux menés par le Shift Project adoptent cette vision plus large en empreinte et exposition énergétique⁴²⁴.

Evaluation climatique

Le modèle d'évaluation **énergétique** fournit la **consommation énergétique** du pays, par secteur, par vecteur et par an. Notre mix de production énergétique, tel que fourni par le secteur énergie (électricité), agriculture (bioénergies) et par l'évaluation énergétique (énergies fossiles et autres énergies), permettent alors d'estimer les **facteurs d'émissions** de chaque vecteur énergétique i.e. la quantité de gaz à effet de serre (GES) émise par unité d'énergie consommée. Le modèle d'évaluation **climatique** agrège ces informations pour en déduire des **émissions énergétiques de GES**, par secteur, par GES et par an.

Pour que ce bilan soit complet, le modèle ajoute à ces émissions énergétiques, les **émissions non énergétiques** (issus des procédés industriels, agricoles ou biologiques) en provenance des modèles **agriculture** et **industrie**. Il s'agit par exemple (respectivement) des émissions

⁴²³ D'une part nous considérons qu'il sera improbable de bénéficier de surplus significatifs de bioénergies ou de carburants de synthèse en provenance de nos voisins, qui plus est si ceux-ci accélèrent leur propre transition bas carbone. Les produits pétroliers seront certainement plus accessibles que les énergies liquides bas carbone dans ce contexte. D'autre part, cette hypothèse est conservatrice du point de vue climat : si, en fait, nous avons la bonne surprise de pouvoir importer des carburants liquides et gazeux bas carbone, alors le bilan climatique de la France s'en trouverait amélioré.

⁴²⁴ The Shift Project (2025) - La Souveraineté par la décarbonation, voie nécessaire pour la France et l'Europe

The Shift Project (2025) - Décarbonons les industries de Santé

The Shift Project (2025) - Intelligence artificielle, données, calculs : quelles infrastructures dans un monde décarboné ?

de méthane de l'élevage et de protoxyde d'azote induite par l'épandage des engrais, et des émissions de procédés issues de la production de ciment ou d'acier.

Il faut enfin déduire du total de ces émissions, dites **brutes**, les émissions négatives i.e. l'absorption de carbone via les **puits**, pour obtenir les émissions **nettes**. L'estimation des puits provient du **chantier sur les puits naturels**, agricoles et forestiers, auxquels est ajoutée une estimation sur les puits artificiels.

Le modèle d'évaluation **climatique** permet de comparer les **émissions totales de l'année 2050** à notre objectif de **neutralité carbone** à cet horizon. Il permet aussi de comparer les **émissions cumulées sur toute la période 2025-2050** au respect d'un **budget carbone**⁴²⁵ compatible avec notre objectif d'un réchauffement climatique contenu sous les **+2°C**.

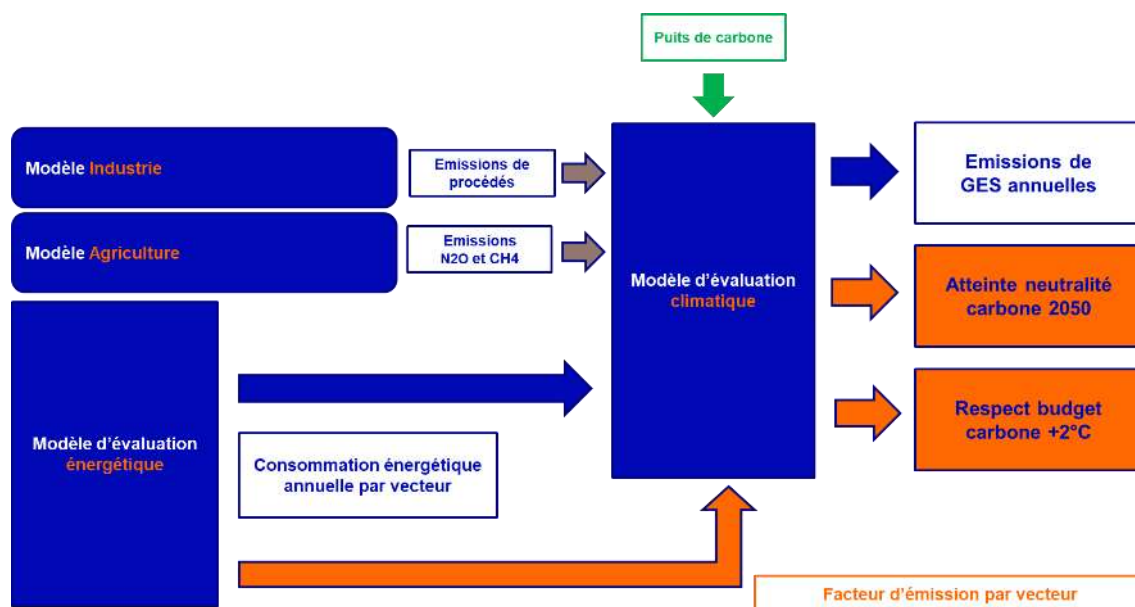


Figure 17 : Modèle d'évaluation climatique

Evaluation cuivre

Les différents **modèles sectoriels** estiment les **flux d'équipements** entrants et sortants des parcs. Les équipements entrants sont les véhicules neufs vendus, les logements neufs construits, etc. Les équipements sortants sont les véhicules mis à la casse, les logements anciens détruits, etc. Le **modèle d'évaluation cuivre** s'appuie sur les flux entrants, auxquels il applique des intensités cuivre i.e. une quantité de cuivre par équipement, pour en déduire une **demande totale de cuivre**, par secteur et par an. De plus, en s'appuyant sur les flux sortants, auxquels il applique des taux de recyclage i.e. un pourcentage de matière récupérée et recyclée, il estime une **quantité totale de cuivre recyclé**. La différence entre la demande totale et la disponibilité en cuivre recyclé permet d'en déduire le **besoin en cuivre primaire**.

⁴²⁵ Lire plus bas le § « Nos objectifs de décarbonation » pour plus de détails sur ce budget carbone.

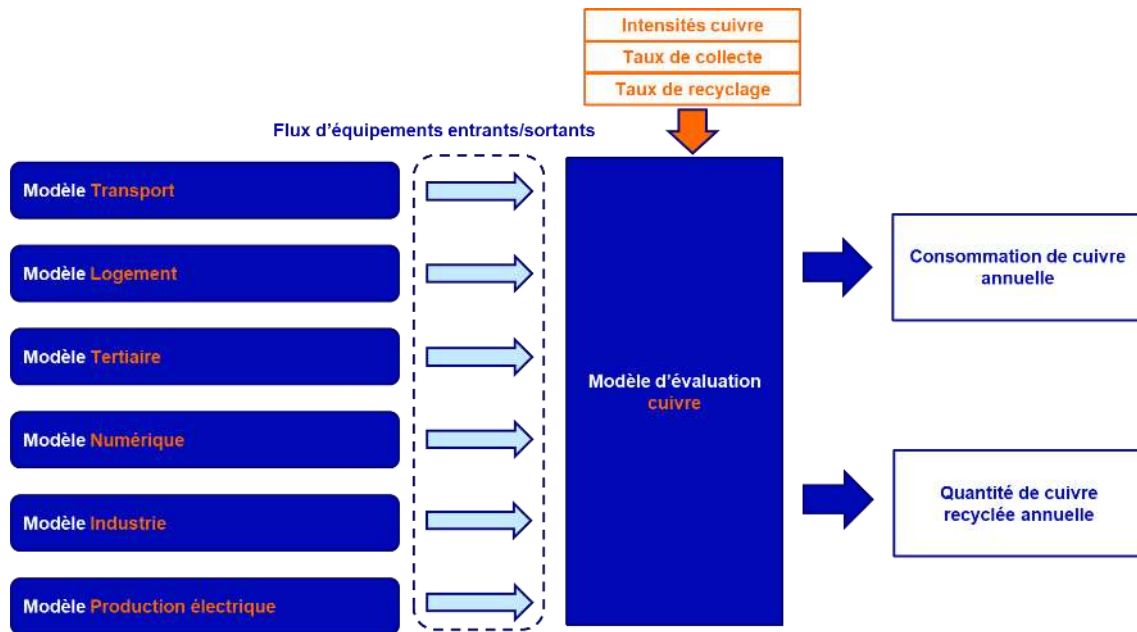


Figure 18 : Modèle d'évaluation cuivre

Evaluation emploi

Les modèles sectoriels permettent d'estimer le **volume d'activité productive** : nombre de trains à conduire, de parcs éoliens à construire, etc. Le **modèle d'évaluation emploi** s'appuie sur ces volumes, auxquels il applique des intensités emplois i.e. un nombre d'emplois par unité d'activité : nombre de travailleurs par train à conduire, par parc à construire, etc. Cela permet d'en déduire un **besoin d'emplois**, par secteur et par an. Cette évaluation emploi est ici réalisée uniquement pour les secteurs du transport et de la production électrique.

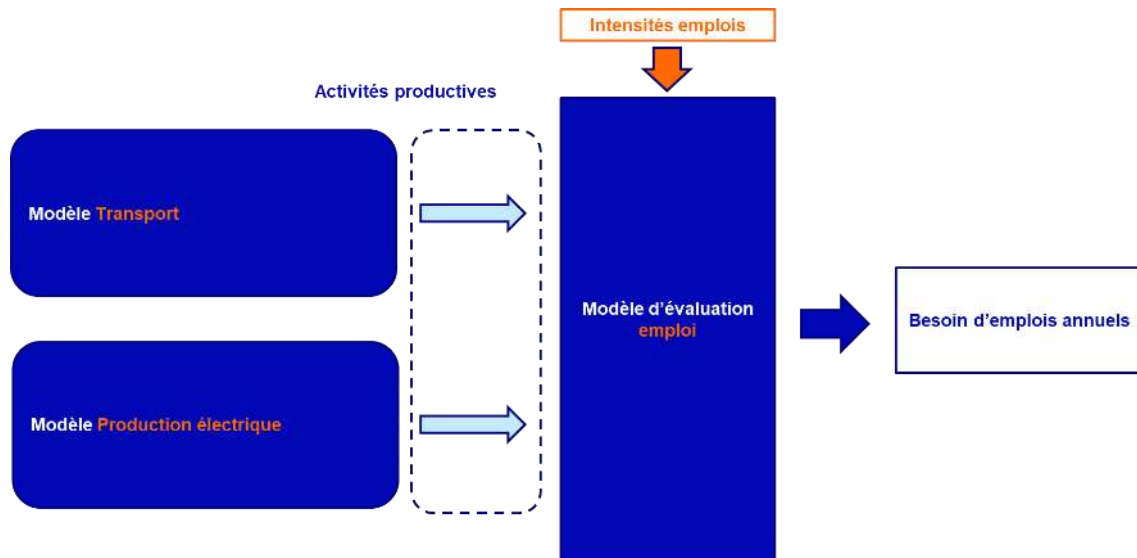


Figure 19 : Modèle d'évaluation emploi

Ces modèles sectoriels et modèles d'évaluation, connectés les uns aux autres, constituent ensemble l'**outil de modélisation** utilisé pour les **analyses quantitatives** qui vont être

développées dans la suite du document. Après avoir décrit cet outil, et avant de passer aux résultats qu'il a permis d'obtenir, il importe auparavant de décrire les **variantes** jouées avec cet outil, c'est-à-dire les différents **récits**, plus ou moins optimistes ou pessimistes, qu'il a permis de mettre en **chiffres**. C'est l'objet du chapitre suivant.

Le champ des possibles étudiés

L'outil de modélisation présenté au chapitre précédent peut-être paramétré de différentes manières, pour jouer différentes évolutions contrastées pour chaque chantier, différentes « **variantes** ». Ces variantes sont décrites dans le présent chapitre. Elles sont issues des travaux sur les chantiers, présentés dans la première partie de ce rapport.

Une variante haute, intermédiaire et basse pour chaque chantier

Trois variantes ont été proposées pour chaque chantier : une variante haute, une variante intermédiaire et une variante basse :

- La variante **haute** correspond au **plein déploiement du chantier** en question, à son potentiel maximal⁴²⁶. Elle est a priori le résultat combiné 1) d'un **haut niveau d'ambition** en la matière – on vise ce plein potentiel, 2) d'une **mise sous contrôle des principales conditions** pour sa réalisation effective – on suit toutes les préconisations du chantier en question telles qu'exprimées dans la première partie (ou équivalent), et 3) d'une absence d'aléas extérieurs contraires et de mauvaises surprises⁴²⁷. *In fine*, la réalisation d'une variante haute correspond donc au cas idéal où la cible est ambitieuse, les moyens et la bonne organisation au rendez-vous, et les conditions extérieures favorables.
- La variante **intermédiaire** correspond à un déploiement partiel du chantier en question, significatif, mais loin de son plein potentiel. Cette dégradation par rapport à la variante haute peut provenir de différentes causes. Elle peut traduire 1) un **manque d'ambition** : une cible insuffisante a été visée, en raison d'une adhésion seulement partielle à l'objectif de ce chantier, ou 2) un **manque de moyens** et de méthode : ce chantier n'a pas bénéficié de moyens proportionnés et d'une planification suffisamment rigoureuse, ou 3) une **mauvaise surprise** : une crise extérieure est venue enrayer partiellement la machine, empêchant le plein déploiement du chantier.
- La variante **basse** correspond enfin à un déploiement du chantier nul, ou limité à un tendanciel peu ambitieux⁴²⁸. Cette dégradation par rapport à la variante intermédiaire (et plus encore par rapport à la variante haute) peut là-aussi provenir de différentes causes. Elle peut traduire 1) une **absence d'ambition** : il a été décidé de ne pas déployer ce chantier, en raison d'une absence d'adhésion voire d'une opposition à son objectif, ou 2) une **absence de moyens et de méthode** : un objectif a été proclamé mais rien n'a été concrètement mis en œuvre pour l'atteindre, ou 3) une **très mauvaise surprise** : l'ambition était là, tout comme les moyens et la méthode, mais une crise extérieure majeure est venue paralyser totalement la réalisation de ce chantier.

⁴²⁶ Bien sûr il est difficile, voire impossible, de borner avec certitude le potentiel maximal d'un chantier. Certaines évolutions technologiques, industrielles, socio-économiques, politiques, réglementaires ou encore culturelles peuvent constituer des inflexions positives majeures, susceptibles de nous amener au-delà de la vision optimiste initialement envisagée. Toutefois, par « potentiel maximal », nous entendons ici celui qui émerge d'un relatif consensus, à date, de la part des acteurs auditionnés et des documents consultés.

⁴²⁷ Dans certains cas, notre méconnaissance de la situation actuelle pourrait s'actualiser dans le futur en bonne, ou mauvaise nouvelle. Par exemple, la connaissance scientifique est encore limitée sur la capacité des sols à capter du carbone année après année. L'actualisation de cette connaissance sera donc plus ou moins favorable à la décarbonation.

⁴²⁸ Notons que cette variante basse n'est donc pas nécessairement la pire évolution envisageable. Comme pour la variante haute, et de façon symétrique, et il est difficile voire impossible de borner avec certitude la pire trajectoire possible, par exemple dans le cas d'un très fort choc exogène (crise majeure, nationale ou internationale) ou encore dans le cas du détricotage volontaire d'un des chantiers (interdiction du véhicule électrique, démantèlement des parcs d'énergies renouvelables en service ou encore fermeture très anticipée du nucléaire historique, par exemple).

La **variante haute** est la variante volontariste, planifiée avec soin, tandis que la **variante intermédiaire** correspond à un premier niveau de dégradation, relatif, pour diverses raisons qui sont ou non de notre ressort – manque d'ambition, de moyens ou de chance, la **variante basse** étant pour sa part la variante pessimiste, correspondant à une dégradation catastrophique pour cause d'absence totale d'ambition, de moyens et/ou de chance.

Pour rappel, en parallèle de l'histoire décrite sur chaque chantier par ces variantes, une trajectoire de fond est modélisée pour la décarbonation « hors-chantiers ». Cette trajectoire de fond n'est pas affectée par les variantes ici choisies, proposant une unique version de l'histoire, essentiellement issue du PTEF.

Quelles variantes ?

Cette section présente les **variantes relatives aux différents chantiers** étudiés dans la première partie de ce rapport, regroupés par secteurs. Elle présente aussi plus globalement les grandes hypothèses sectorielles retenues, au-delà des chantiers. Ces hypothèses « hors-chantiers » sont généralement issues du « Plan de Transformation de l'Economie Française » (PTEF), publié en 2022.

Les variantes sont accompagnées de narratifs illustratifs, pensés pour être crédibles au vu des enjeux décrits dans la première partie de ce document. Ce ne sont toutefois pas les seuls récits imaginables pouvant aboutir aux variantes présentées ici. Ces variantes ne sont d'ailleurs pas non plus les seules envisageables, bien d'autres chemins seraient possibles voire probables. Nous avons ici retenu, pour chaque chantier, trois variantes différenciées et des exemples de narratifs les illustrant, afin de poser un certain champ des possibles, dans le cadre duquel va ensuite s'inscrire notre analyse de robustesse, mais d'autres choix auraient pu être faits.

Les transports

Globalement, le secteur des transports évolue dans la direction décrite dans le PTEF. **Les distances totales** parcourues annuellement par habitant diminuent lentement sous l'effet de différentes évolutions : modification de l'urbanisme, développement du télétravail et des visioconférences, réduction de la demande de fret, etc. Dans le même temps, **la part de la voiture, du camion et de l'avion diminue** au profit de celles des mobilités actives – vélo et marche – et collectives – trains et autres transports en commun. On bénéficie également d'une réduction de la consommation unitaire des différents modes de transports, en raison de progrès techniques d'efficacité, d'une **limitation de la taille et du poids des véhicules**, mais aussi d'évolutions comportementales (écoconduite) et organisationnelles (limitations de vitesse). On **électrifie enfin massivement les parcs de voitures, d'utilitaires et de camions**.

Remarque : le PTEF proposait en 2022 une électrification des camions par autoroute électrique (ERS : « electrical road systems ») et batteries de taille limitée. Nous considérons aujourd'hui que les 5 années d'inaction à ce sujet le rendent obsolète : pour obtenir des effets significatifs d'ici 2050, il faudrait que l'effort infrastructurel et industriel soit aujourd'hui orienté dans cette direction à l'échelle européenne. Or, cet effort s'est finalement orienté vers les camions à grosses batteries et les bornes de recharges ultra-rapides le long des grands axes.

Dans le cadre de cette modélisation, nos variantes nous permettent donc de visualiser des trajectoires plus ou moins volontaristes de déploiement des différents **chantiers transport** étudiés dans la première partie de ce rapport : déploiement du **vélo**, déploiement des **transports en commun**, déploiement des **voitures électriques sobres**, massification du **train** passagers, décarbonation de l'aérien via la baisse du trafic et le déploiement des **carburants durables**, relance du **fret ferroviaire** et déploiement des **poids-lourds électriques** – lire les chapitres dédiés dans la première partie pour plus de détails. Voici les variantes retenues pour chacun de ces chantiers.

Sur le **vélo**, la variante **haute** correspond à un déploiement massif d'infrastructures cyclables, accompagnées de restrictions fortes à l'usage de la voiture, une large sensibilisation du public, et l'accès à une offre vélo abordable et de qualité. Dans cette optique, en 2050, le vélo représenterait jusqu'à **25 % des pkm**⁴²⁹ de la mobilité quotidienne. Pour comparaison le vélo représente 3 à 4 % des pkm aujourd'hui. La variante **intermédiaire** correspond à un déploiement significatif mais moins massif : on peut par exemple imaginer que, malgré un cadre relativement favorable, l'essor du vélo se trouve notamment ralenti par la saturation de certaines infrastructures et par une large prédominance persistante de la voiture, ne permettant pas de maximiser la sécurité des cyclistes. Cela nous conduirait, en 2050, à **12 % des pkm**. La variante **basse**, enfin, correspond à une relative stagnation par rapport à l'état actuel des choses, un léger déploiement se poursuivant tout de même, par exemple sous l'effet résiduel de la forte impulsion de ces dernières années, et de certaines initiatives locales et individuelles. Cela nous conduirait, en 2050, à **6 % des pkm**.

Sur les **transports en commun du quotidien**, notre variante **haute** correspond à la réalisation dans les temps de projets de grande envergure comme le Grand Paris Express et de nombreux SERM (Services Express Régionaux Métropolitains) dans la plupart des grandes villes de France, ainsi qu'au développement de capacités d'intermodalité et de services pour mieux desservir les zones moins denses. Cet effort volontariste, dans le cadre plus général d'une amélioration de l'offre de transports en commun du quotidien dans tous les territoires et d'une amélioration de l'intermodalité, conduit à **multiplier par deux** les km parcourus en transports en commun, entre aujourd'hui et 2050. Notre variante **intermédiaire** considère pour sa part une réalisation du Grand Paris Express, mais un moindre déploiement des SERM, dont une partie seulement est à l'attendu : le reste ne se fait pas, ou manque d'ambition, ou prend du retard. A l'arrivée, les km parcourus en transports en commun du quotidien **augmentent de moitié** (+50 %) sur la même période. Enfin, notre variante **basse** suppose que le Grand Paris voit le jour, mais n'est accompagné que de quelques rares SERM pionnières, pas toujours ambitieuses ni ponctuelles. Les km parcourus en transports en commun du quotidien **augmentent d'un quart** seulement (+25 %) d'ici à 2050.

⁴²⁹ pkm = passager.km unité de déplacement des passagers, qui correspond au déplacement d'une personne sur un kilomètre.

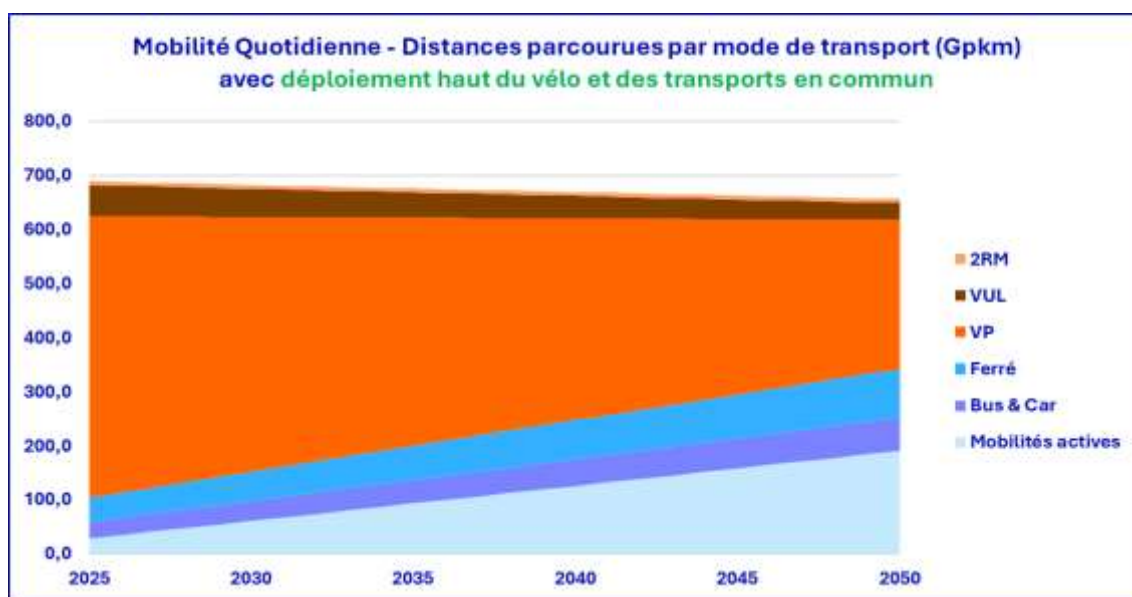


Figure 20 : Variantes hautes des chantiers vélo et transports en commun, évolution des distances parcourues par les personnes au titre de la mobilité quotidienne, par mode de transport

Sur la **voiture électrique sobre**, notre variante **haute** correspond à la tenue de l'objectif européen d'un **100 % de ventes de véhicules électriques en 2035**. Pour comparaison, le véhicule électrique représente aujourd'hui environ 20 % des ventes de véhicules neufs en France. Une telle évolution suppose typiquement le maintien d'un cadre réglementaire ferme, un effort industriel significatif des constructeurs et des fournisseurs de batteries, un maintien de la dynamique d'installation de bornes, et (surtout) une stimulation de la demande via le renforcement des aides articulé à une **politique industrielle privilégiant les petits véhicules abordables sobres**, ainsi que l'adaptation progressive de la filière aval (garagistes, concessionnaires...). Dans notre variante **intermédiaire**, on peut imaginer par exemple un cadre réglementaire moins volontariste, et/ou un moindre effort des industriels du secteur, ou encore une crise externe venant ralentir les chaînes de montage – par exemple une pénurie de composants critiques découlant d'une crise internationale. Cela aboutit à un **décalage du 100 % de ventes de véhicules électriques à 2040**. Dans une variante **basse**, l'interdiction à la vente des véhicules thermiques peut se voir largement décalée, avec à la clé une moindre incitation à la montée en puissance du secteur, doublée d'une limitation en termes de débouchés, faute d'avoir su développer des modèles abordables, ou d'avoir facilité leur acquisition. Ici le **100 % de ventes de véhicules électriques** est atteint **en 2045** seulement, avec 10 ans de retard sur le calendrier initial.

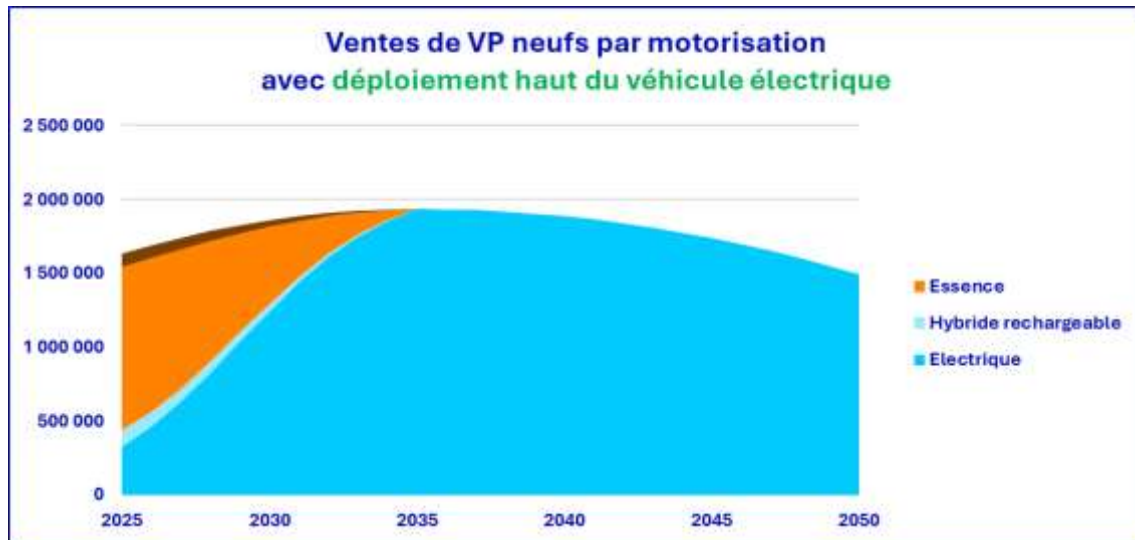


Figure 21 : Variante haute du chantier voiture électrique, évolution des ventes de véhicules particuliers (VP) neufs par motorisation

Sur le **train passagers**, notre variante **haute** correspond à un **triplement du trafic** en pkm par rapport à aujourd'hui. Cela impliquerait typiquement une forte montée en puissance de l'industrie ferroviaire (TER, TGV-M, trains de nuit), des investissements massifs sur le réseau (de rénovation, de modernisation et d'extension), une réelle anticipation des recrutements/formations et une véritable politique de la demande. Dans la variante **intermédiaire** nous ne réalisons qu'un **doublement du trafic**. La croissance pourrait par exemple être contrainte par des blocages en termes de réseau, les investissements permettant de stopper son vieillissement accéléré, mais pas de le moderniser ni de l'étendre via de nouvelles lignes. Côté emplois et compétences, les recrutements et formations pourraient être partiellement bloquants, faute d'avoir été suffisamment anticipés. Dans la variante **basse**, enfin, on ne **multiplie le trafic que par 1,5**. On pourrait typiquement imaginer ici un scénario de poursuite de la croissance tendancielle de ces dernières années, basée sur la hausse des taux de remplissage, puis un ralentissement progressif de celle-ci par manque de trains - retard dans le rythme de livraison TGV-M et manque de coordination entre régions pour les TER notamment, le tout aggravé par de fortes tensions sur les recrutements.

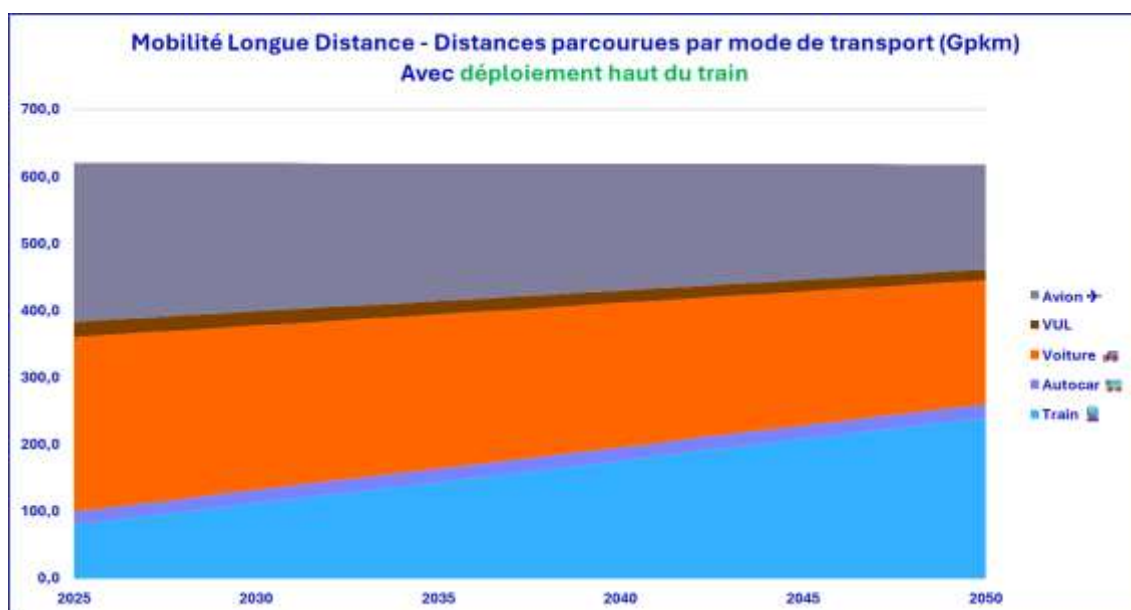


Figure 22 : Variante haute du chantier train, évolution des distances parcourues par les personnes au titre de la mobilité longue distance, par mode de transport

Sur l'aérien, les variantes portent sur les quantités de **carburants durables**, ou SAF⁴³⁰, disponibles pour décarboner le kérosène utilisé dans les appareils. Les SAF englobent les bioSAF, produits à partir de biomasse, et les e-SAF, produits à partir d'hydrogène bas-carbone, lui-même produit à partir d'électricité bas-carbone, et de CO₂ capté en sortie de procédé industriel ou directement dans l'atmosphère. Il y a ici des variantes bioSAF et des variantes e-SAF, indépendantes les unes des autres. Pour les **bioSAF**, la variante **haute** suppose que **60 % de la biomasse compatible avec la réglementation européenne est allouée à l'aérien en 2050**⁴³¹, contre **30 %** en variante **intermédiaire** et **0 %** en variante **basse**. Pour les **e-SAF**, la variante **haute** suppose que **110 TWh d'électricité sont alloués à la production de e-SAF en 2050**, la variante **intermédiaire** tablant sur **70 TWh** et la variante **basse** sur **30 TWh**. Ce jeu d'hypothèses est issu du rapport « Pouvoir voler sans pétrole : quel approvisionnement énergétique pour le secteur aérien ? » publié en partenariat par Aéro Décarbo et The Shift Project en février 2026.

Sur le **fret ferroviaire**, notre variante **haute** correspond à une relance massive, passant d'à peine 10 % de part modale du rail dans le fret total aujourd'hui, à **30 % des t.km**⁴³² **en 2050**. Cela suppose notamment la rénovation et le développement du réseau, de manière massive et continue sur les prochaines années, ainsi que le développement réussi des débouchés sur toute la période concernée – le recours au train pour les chargeurs, obligatoire et respecté, montant rapidement en puissance. Notre variante **intermédiaire** considère pour sa part qu'une relance réelle s'enclenche, mais sans atteindre toutefois le niveau de part modale espéré, en raison par exemple d'un vieillissement insuffisamment anticipé du réseau, d'une trop forte priorité accordée au train passager, et/ou d'un moindre rééquilibrage d'attractivité du transport routier par rapport au ferroviaire pour les chargeurs. Cela nous conduit à **20 % des t.km en 2050**. Enfin, dans notre variante **basse**, le fret ferroviaire stagne à son faible niveau actuel,

⁴³⁰ Sustainable Aviation Fuel, en français carburants d'aviation durables (CAD).

⁴³¹ L'aérien peut capter au maximum 60% de l'énergie de ce gisement de biomasse, car les co-produits des bioSAF représentent à minima 40 % de la bioénergie dans les procédés de production.

⁴³² tkm = tonne.km unité de déplacement des marchandises, qui correspond au déplacement d'une tonne sur un kilomètre.

faute d'une volonté réelle et de moyens concrets visant à permettre sa relance. Nous restons donc à **10 % des t.km en 2050**.

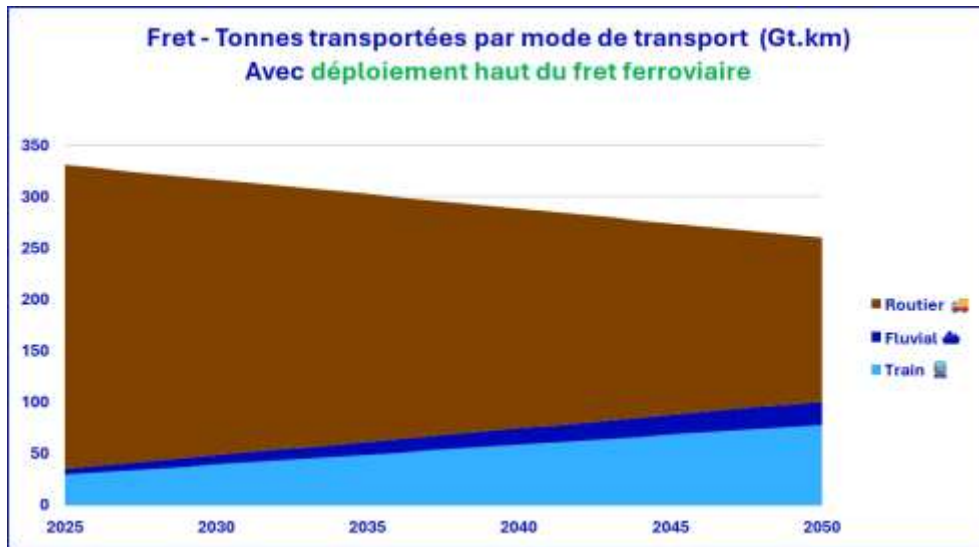


Figure 23 : Variante haute du chantier fret ferroviaire, évolution des distances parcourues par les marchandises, par mode de transport

Sur les **poids-lourds électriques**, notre variante **haute** aboutit à **100 % ventes de poids-lourds électriques en 2050**, dans l'esprit et le prolongement de la réglementation VECTO, qui vise 90 % des ventes en 2040. Pour comparaison, les poids-lourds électriques ne représentent aujourd'hui que 2 à 3 % des ventes de poids-lourds neufs. Une telle évolution suppose le maintien d'une réglementation ferme, une forte montée en puissance du côté des constructeurs, des fournisseurs de batteries et des installateurs de bornes dédiées, et enfin une sécurisation des débouchés via des aides conséquentes articulées à des obligations pour les chargeurs. La variante **intermédiaire** suppose pour sa part que les objectifs VECTO sont atteints avec 10 ans de retard, soit **90 % des ventes en 2050**. Cela pourrait correspondre par exemple à un léger relâchement de la réglementation, à une moindre montée en puissance industrielle et/ou à des débouchés plus incertains. Enfin, la variante **basse** pourrait correspondre à un volontarisme minimal, faute de cibler clairement le camion électrique comme principale solution de décarbonation du fret routier, ou encore à une crise majeure, extérieure et imprévue, qui affecterait le fret dans son ensemble et fragiliserait la santé financière des chargeurs, les empêchant d'investir suffisamment dans l'électrification de leurs parcs. Dans ce cas de figure, l'électrification finit péniblement par atteindre **50 % des ventes en 2050**, bien loin de l'objectif visé.

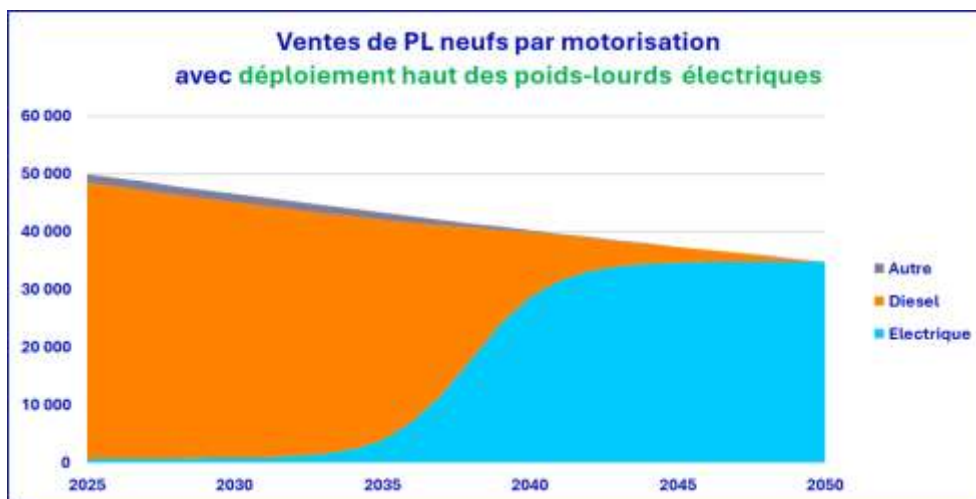


Figure 24 : Variante haute du chantier poids-lourds électriques, ventes de poids-lourds (PL) neufs par motorisation

Le logement

Globalement, le secteur du logement évolue dans la direction décrite par le PTEF. **Le nombre annuel de constructions neuves décroît**, suivant les projections démographiques du nombre de ménages qui se forment chaque année. Dans le même temps, on **rénovent massivement les logements**, maisons individuelles comme logements collectifs, en commençant par les moins performants (passoires thermiques) et en privilégiant des rénovations globales. Parallèlement à cela, on remplace les chauffages au gaz et au fioul, par des **pompes à chaleur** (PAC) ainsi que (dans une moindre mesure) des **réseaux de chaleur** bas-carbone et du **bois-énergie**.

Dans le cadre de cette modélisation, nos variantes nous permettent donc de visualiser des trajectoires plus ou moins volontaristes de déploiement des différents **chantiers logement** étudiés dans la première partie de ce rapport : **rénovations** thermiques du parc de logements d'une part et déploiement des **pompes à chaleur** d'autre part.

Sur la **rénovation**, la variante **haute** correspond à une demande soutenue de rénovations, sensiblement plus profondes que celles qui ont cours actuellement, permise par des aides importantes et stables, à une organisation d'ensemble optimisée pour faciliter le parcours de rénovation des ménages, et à un effort de recrutement et de formation massif du secteur. Cela permet une forte montée en puissance du rythme de rénovation, qui atteint et dépasse les **800 000 rénovations globales par an** dès la décennie 2030 et se maintient ensuite au-dessus de ce seuil jusqu'à l'horizon 2050. Dans la variante **intermédiaire**, le rythme de rénovations globales à 2050 est plus faible et met plus de temps à être atteint : d'environ 500 000 rénovations par an jusqu'en 2030, il augmente ensuite d'environ 50 000 rénovations par an tous les 5 ans, jusqu'à atteindre environ **700 000 rénovations globales par an** en 2050. Cette évolution plus lente vient par exemple d'un moindre dynamisme de la demande, dû à des aides insuffisantes et/ou de goulots d'étranglement côté offre, en raison de tensions insuffisamment anticipées sur le recrutement et la formation. Dans la variante **basse**, le rythme plafonne dès le début de la période à un niveau insuffisant, d'environ **400 000 rénovations globales par an**. Cette évolution très dégradée peut par exemple résulter d'une demande très insuffisante, en raison d'un système aide instable et complexe. Ce niveau de rénovation est proche des niveaux constatés ces dernières années, maintenus à horizon 2050.

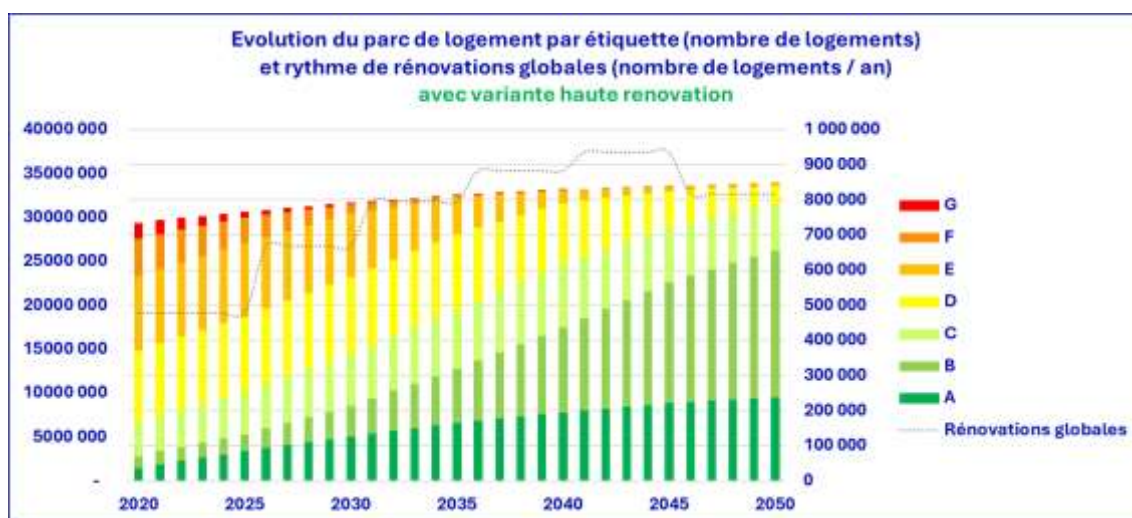


Figure 25 : Variante haute du chantier rénovation, rythme de rénovation globale

Sur les **PAC**, la variante **haute** correspond à une demande dynamique, par exemple permise par d'importantes aides à l'achat et par un prix de l'électricité bas et stable. L'offre parvient à suivre grâce à un effort important de recrutement et de formation d'installateurs et de mainteneurs. Ici on équipe en PAC entre **750 et 850 000 logements par an** environ sur toute la période (remplacements compris). La variante **intermédiaire** pourrait correspondre à une situation où les aides dont bénéficient les ménages sont insuffisantes et/ou à une filière ayant des difficultés à suivre faute d'une main d'œuvre formée suffisante. Cette fois, on équipe en PAC entre **600 et 700 000 logements par an** environ. Enfin, la variante **basse** pourrait correspondre à une situation encore plus dégradée en termes d'incitations, de politiques publiques et d'organisation de la filière, conduisant à un rythme compris entre **400 et 500 000 logements par an** seulement.

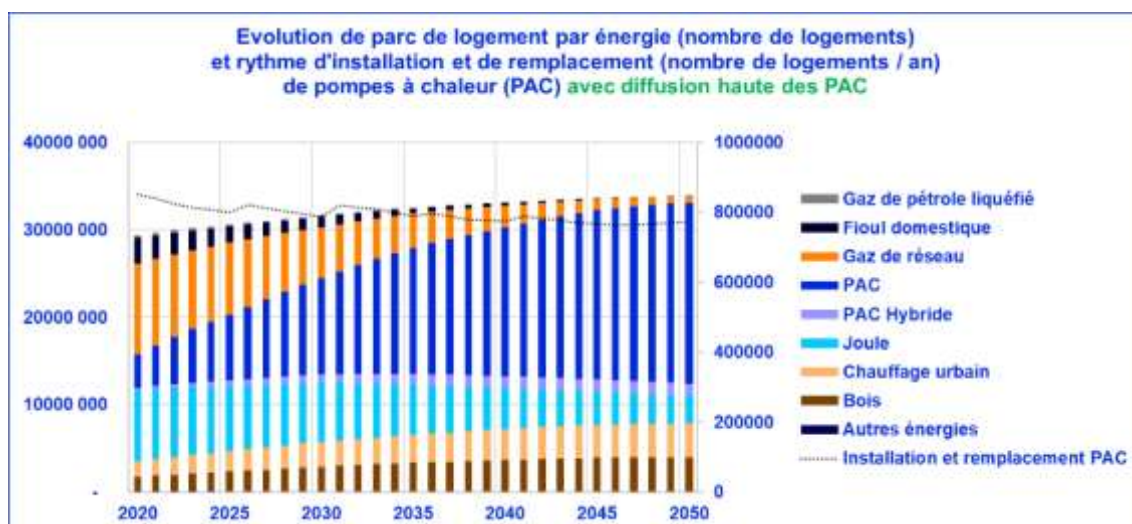


Figure 26 : Variante haute du chantier pompes à chaleur, rythme d'installation

Le bâtiment tertiaire

Nous n'avons **pas** mené de **chantier tertiaire** à proprement parler dans le cadre de cet exercice. Le **secteur tertiaire dans son ensemble** fait toutefois l'objet de variantes, voyons lesquelles.

Pour le **secteur tertiaire**, la variante **haute** correspond au scénario S2 du travail « Transition(s) 2050 » de l'ADEME [339], qui décrit une trajectoire de décarbonation volontariste du secteur. La variante **basse** correspond à la trajectoire AME (Avec Mesures Existantes) de la Stratégie Nationale Bas-Carbone 3, il s'agit d'un tendanciel dans lequel les mesures de politiques publiques déjà actées sont implémentées, et uniquement elles. La variante **intermédiaire** correspond à une moyenne entre les variantes haute et basse.

Le numérique

En 2022, le PTEF ne proposait pas explicitement de trajectoire pour le secteur **numérique**.

Dans le cadre de cette nouvelle modélisation, nos variantes nous permettent de jouer une trajectoire plus ou moins volontariste sur le **chantier numérique** étudié dans la première partie de ce rapport, à savoir la maîtrise du déploiement des **centres de données**.

Sur les **centres de données**, notre variante **haute** suppose une maîtrise forte de leur déploiement, pour limiter la consommation d'électricité à long terme et la saturation des raccordements à court terme, réduisant ainsi les conflits d'usages avec les secteurs qui doivent s'électrifier pour se décarboner. Un certain déploiement a tout de même lieu, pour une consommation électrique associée de **35 TWh** à l'horizon 2050. Cette variante permet, à condition qu'une politique stricte soit mise en place, de rapatrier sur le territoire les usages français qui se font aujourd'hui dans des infrastructures étrangères (Cloud principalement). Notre variante **intermédiaire** suppose un déploiement très faible des centres de données sur le territoire français, à 4 TWh en 2050 (après un pic à 13 TWh en 2026), ce qui a pour effet contreproductif un recours à des infrastructures situées à l'étranger, délocalisant l'impact énergétique et climatique associé à la consommation française de numérique sans l'éviter⁴³³. Notre variante **basse** suppose, à l'inverse, un déploiement élevé des centres de données sur le territoire français, pour une consommation d'électricité non maîtrisée, de **60 TWh** en 2050, qui risque d'induire des conflits d'usages significatifs avec les autres secteurs consommateurs.

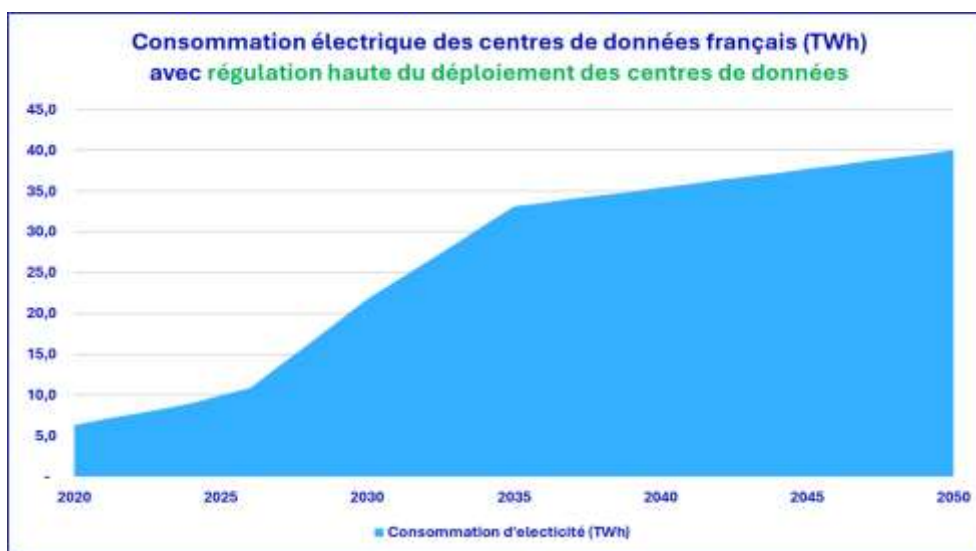


Figure 27 : Variante haute du chantier centre de données, consommation électrique

⁴³³ Un phénomène qui n'est toutefois pas quantifié dans notre outil de modélisation, celui-ci comptabilisant uniquement les émissions territoriales.

L'industrie

Globalement, l'industrie évolue dans la direction décrite par le PTEF. Des progrès tendanciels ont lieu en termes d'**efficacité énergétique** des procédés industriels, tandis qu'on œuvre de plus à l'**électrification des procédés** qui s'y prêtent. Dans le même temps, des innovations de rupture sont implémentées, tels que la **production d'acier à partir d'hydrogène bas-carbone** ou l'ajout de dispositifs de **capture et séquestration de carbone (CCS)**, par exemple sur les cimenteries. Enfin, nous tenons compte d'une réduction maîtrisée des volumes de produits avals – moindre demande de ciment via les réductions de constructions neuves, moindre demande d'acier à la suite de la réduction du nombre de véhicules vendus et/ou de leur taille... – et d'une amélioration de l'efficacité matière – moins de ciment dans le béton par exemple.

Dans le cadre de cette modélisation, nos variantes nous permettent donc de jouer des trajectoires plus ou moins volontaristes de déploiement des différents **chantiers industrie** étudiés dans la première partie de ce rapport : décarbonation de la production d'**acier**, déploiement de la capture et séquestration de carbone – **CCS**, production d'**hydrogène** bas-carbone.

Sur l'**acier bas-carbone**, notre variante **haute** table sur la production de 11,8 Mt d'acier bas-carbone à 2050, via la mise en place rapide et le maintien dans la durée d'un cadre réglementaire et économique favorable : prix de l'électricité faible, prix du CO₂ élevé, taux d'incorporation obligatoire pour les produits aval ou encore protection face à la concurrence déloyale via le MACF (Mécanisme d'Ajustement Carbone aux Frontières). Ce contexte permet de déclencher les décisions d'investissements à horizon 2028, conduisant à un remplacement progressif des hauts-fourneaux (HF) actuels par **4 voies H₂-DRI-EAF** (réduction directe à l'hydrogène couplée à un four électrique) **entre 2029 et 2038**. Notre variante **intermédiaire** suppose le même point d'arrivée à 2050, mais avec un décollage bien plus tardif, le contexte économique et réglementaire moins favorable amenant à la **conversion des hauts-fourneaux en 2045** seulement. Dans la **variante basse**, l'absence de cadre volontariste fait que la filière se limite aux améliorations continues, et la **conversion des hauts-fourneaux ne se fait pas**.

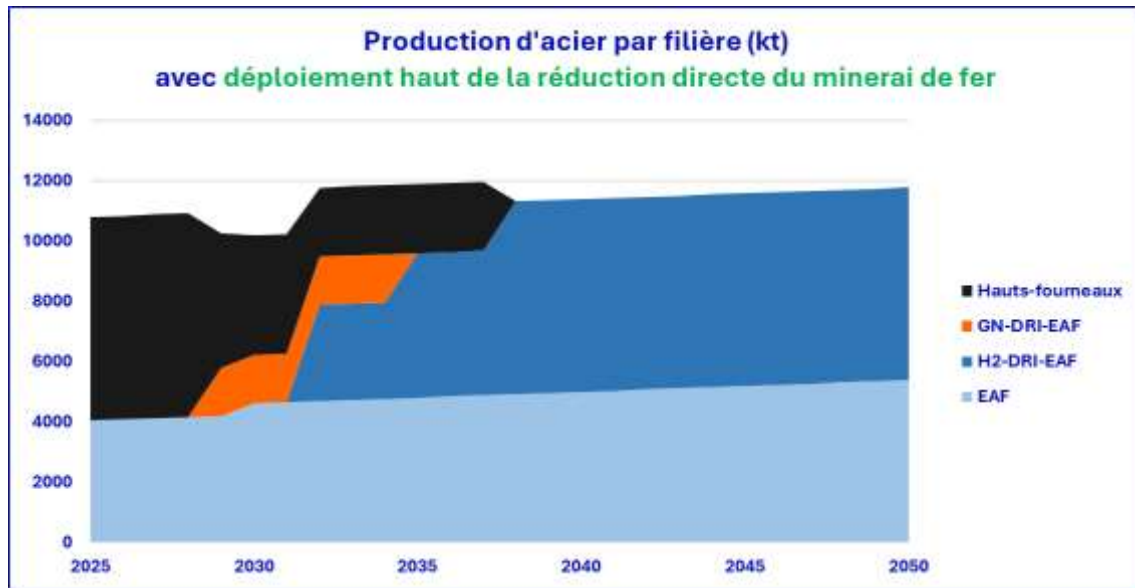


Figure 28 : Variante haute du chantier acier, production d'acier par filière

Remarque : Sur ce graphique, les évolutions se font par à-coups car nous modélisons les conversions des sites de hauts-fourneaux, qui font donc passer rapidement une grande partie de la production d'un mode de production à un autre. De plus, en s'appuyant sur les annonces des sidérurgistes français, certains sites à hauts fourneaux sont remplacés par des sites de capacité de production inférieure. Enfin, dans notre variante haute, nous supposons que le taux d'utilisation des fours français retrouve un niveau de 85 %, expliquant une légère tendance haussière.

Sur l'**hydrogène bas-carbone**, en variante **haute**, le cadre réglementaire, économique et énergétique permet la **structuration de la filière de production d'H₂ par électrolyse de l'eau dans la décennie 2030**. Cela permet de répondre aux demandes importantes en H₂, pour les SAF, l'acier bas-carbone, les engrais et l'ammoniac. Les électrolyseurs contribuent à la flexibilité du réseau électrique grâce à des stockages souterrains de grande capacité et un réseau de transport d'H₂. En variante **intermédiaire**, le développement de la filière H₂ par électrolyse est ralenti, typiquement par les coûts des électrolyseurs et de l'électricité. **Les premiers électrolyseurs de taille industrielle ne voient le jour qu'entre 2035 et 2045** suivant les secteurs. Avant ces dates, les éventuels besoins en H₂ sont satisfaits par une production par vaporeformage de gaz fossile, dans la limite des capacités de production nationales, puis par importation au-delà. La flexibilité se déploie tardivement et à moins grande échelle. En variante **basse**, le contexte ne permet pas une production massive d'H₂ et **la filière se déploie très tardivement et partiellement**. Les engrais continuent à être produits à partir de l'H₂ par vaporeformage de gaz fossile, et les autres éventuels besoins en H₂ sont satisfaits par une production par vaporeformage de gaz fossile et/ou par importation. Au regard du peu d'électrolyseurs, la flexibilité est très peu développée.

Concernant la **capture et séquestration de carbone (CCS)**, dans notre variante **haute**, le CCS est déployé au début de la décennie 2030 sur les principaux sites de production de ciment et de chaux, et marginalement en chimie et raffinage, pour un total d'environ **3 MtCO₂ / an**. Dans notre variante **intermédiaire**, le CCS se déploie plus lentement, par exemple en raison d'un contexte économique défavorable ne permettant pas de prise de décision d'investissement avant 2034. Les premiers projets sur les grands sites voient le jour en 2040

seulement, et représentent des volumes moindres que dans le cas précédent, environ **1,5 MtCO₂ / an** au total. En variante **basse**, le CCS ne se déploie **pas du tout** d'ici à 2050, faute d'un cadre ayant permis son émergence dans les temps.

L'agriculture et les puits naturels

Contrairement aux autres secteurs, notre vision d'ensemble de l'agriculture ne se fonde pas sur le PTEF, mais sur nos travaux plus récents sur le sujet, décrits dans le rapport « Pour une agriculture bas carbone, résiliente et prospère » [314]. Dans la lignée de ces travaux, il s'agit de mettre en œuvre une **décrue progressive et maîtrisée du cheptel bovin**, permettant de réduire ses émissions de méthane. La priorité est donnée au **maintien de l'élevage extensif et herbager**, ce qui permet de conserver des prairies permanentes riches en carbone et en biodiversité. **Nous augmentons sensiblement la surface allouée aux légumineuses (soja, lentille, pois chiche, luzerne...)**, afin de bénéficier de leur apport naturel d'azote au pouvoir fertilisant. Cela limite d'autant le recours aux engrais azotés de synthèse – dont la production requiert du gaz fossile et dont l'épandage génère d'importantes émissions de protoxyde d'azote. **Nous déployons enfin les bioénergies**, afin de contribuer à la décarbonation des autres secteurs, mais dans des volumes raisonnables, afin de respecter leur domaine de pertinence agroécologique et de privilégier les cultures alimentaires.

Dans le cadre de cette modélisation, nos variantes nous permettent donc de visualiser des trajectoires plus ou moins volontaristes de déploiement des différents **chantiers agriculture** étudiés dans la première partie de ce rapport : modification de la gestion du cycle de l'**azote**, transformation des systèmes d'**élevage**, et enfin déploiement soutenable des **bioénergies**.

Sur l'**azote**, en variante **haute**, on observe un vaste déploiement des légumineuses : 3 millions d'hectares en 2050 contre 270 000 aujourd'hui. Cela permet de réduire de 60 % les quantités d'engrais azotés de synthèse utilisées, et d'éliminer la dépendance au soja importé pour l'alimentation animale – par ailleurs réduite par la baisse du cheptel selon la variante sélectionnée sur l'élevage (ci-dessous). Cela nécessite des évolutions de pratiques significatives, incluant notamment le besoin de se refamiliariser à la culture de légumineuses, à la gestion de la fertilisation naturelle et d'être en mesure d'effectuer des apports d'azote plus efficaces et ciblés. En variante **intermédiaire**, le déploiement des légumineuses est moindre mais très significatif tout de même : il atteint 1,6 Mha en 2050. L'usage d'engrais azotés de synthèse est ici réduit de 25 %. Par ailleurs il n'y a plus, là non plus, de dépendance au soja importé. En variante **basse**, les légumineuses connaissent un déploiement limité, avec des surfaces plafonnant à 700 000 ha en 2050. La quantité d'engrais azotés de synthèse utilisée pour fertiliser les cultures est globalement inchangée par rapport à aujourd'hui. La dépendance au soja importé est fortement réduite, en baisse de 80 %, mais n'est pas totalement supprimée.

Sur l'**élevage**, chaque variante traduit un équilibre précis entre différents enjeux – climat, souveraineté alimentaire, biodiversité..., rappelant la complexité des modélisations agricoles [314]. Aucune variante ne parvient à adresser pleinement l'ensemble de ces enjeux sans contreparties. Les dénominations variante « haute », « intermédiaire » et « basse » reflètent donc principalement les gains climatiques, mais doivent être mises en regard des contreparties associées. En variante **haute**, on observe une très forte baisse du cheptel bovin, d'environ 70 % par rapport à aujourd'hui. Cette évolution permettrait une très forte baisse des émissions de méthane, mais semble difficilement compatible avec un maintien des surfaces en prairies, dont le taux d'utilisation serait ici divisé par deux. Cela aurait alors un

impact sur les puits de carbone⁴³⁴ (lire plus bas) et présenterait des risques de perte de biodiversité et de dégradation des services écosystémiques⁴³⁵. Une telle évolution nécessiterait en outre une forte modification des pratiques alimentaires, sous peine d'un recours accru aux importations de produits animaux, délocalisant les émissions associées et réduisant la souveraineté alimentaire. En variante **intermédiaire**, on observe une réduction plus modérée du cheptel bovin, de 50% : la réduction des émissions de méthane serait ici plus faible mais resterait importante, tandis que les différentes contreparties seraient plus limitées. En variante **basse**, enfin, la baisse du cheptel bovin est limitée à 30 %, ce qui conduit à une baisse d'émissions modeste et à des contreparties réduites.

Remarque : Notons que si les bioénergies ont été étudiées dans le cadre d'un seul et même chantier « déploiement soutenable des bioénergies », dans la première partie de ce rapport, chaque type de bioénergies fait ici l'objet de variantes distinctes : variantes biogaz, variantes biocarburants routiers et variantes bioSAF. Chacune peut être réglée indépendamment des autres par le modélisateur.

Sur les **bioénergies**, en variante **haute**, l'agriculture fournit 120 TWh de biogaz en 2050 : 100 TWh de biométhane issu de la méthanisation, auxquels s'ajoutent 20 TWh de biogaz obtenu par pyrogazéification⁴³⁶. Elle produit également près de 90 TWh de biocarburants : environ 20 TWh de bioéthanol, 50 TWh de biogazole, et près de 20 TWh de bio-SAF. Ce fort déploiement des bioénergies, permet de contribuer significativement à la décarbonation des autres secteurs : transports, logement, tertiaire ou encore industrie⁴³⁷. Il peut toutefois induire d'importants conflits d'usages sur la biomasse, avec le risque de compromettre des usages essentiels : alimentation, maintien de la fertilité des sols ou encore préservation de leur capacité à stocker du carbone. Des surfaces conséquentes de cultures oléagineuses (colza, tournesol) ou de miscanthus (840 000 ha) sont ici mobilisées pour la production d'énergie, de même que l'intégralité des couverts intermédiaires. Cette poussée de cultures énergétiques se traduit par une baisse d'un tiers des surfaces de céréales et d'une baisse de moitié de leur disponibilité alimentaire. En variante **intermédiaire**, l'agriculture fournit 80 TWh de biométhane et 10 TWh de biogaz obtenu par pyrogazéification, ainsi qu'environ 30 TWh de biogazole, 5 TWh de bioéthanol, et près de 10 TWh de bio-SAF. Cela induit un déploiement plus mesuré de cultures dédiées à la production d'énergies (100 000 ha de miscanthus, 70% des couverts intermédiaires utilisés à des fins énergétiques) et limite les risques de conflits d'usage sur la biomasse, avec un potentiel nourricier – calculé sur la base des céréales disponibles pour l'alimentation – rehaussé de 20%. Ces objectifs énergétiques prudents apparaissent plus faciles à atteindre de manière agroécologique et en limitant la tension sur la biomasse. En variante **basse**, l'agriculture fournit 40 TWh de biométhane, exclusivement issu de la méthanisation, et environ 20 TWh de biocarburants, soit moins qu'aujourd'hui (35 TWh). Le risque de conflits d'usage est ici faible, étant donné que peu de

⁴³⁴ Pour évaluer cet impact, il est nécessaire de faire des hypothèses sur le devenir des prairies. Si elles sont converties en cultures annuelles (notamment céréalières), cela s'accompagne d'un déstockage important de carbone et d'une perte de biodiversité. En revanche, si les prairies deviennent des forêts, c'est plutôt bénéfique en termes de biodiversité et de puits de carbone.

⁴³⁵ Amortissement des extrêmes climatiques, protection des sols et des masses d'eau, etc.

⁴³⁶ Ils sont complétés, en variante haute toujours, par 10 TWh de biogaz obtenu par gazéification hydrothermale et par 10 TWh de gaz de synthèse obtenu par power-to-methane. Ces gaz bas-carbone ne sont pas issus de l'agriculture. La production totale tous gaz bas-carbone confondus, issus de l'agriculture et autres, atteint donc 140 TWh à 2050 en variante haute.

⁴³⁷ Notons que nous n'avons pas intégré ici les effets du changement climatique sur les rendements agricoles, susceptibles de réduire fortement la disponibilité effective de la biomasse, notamment à vocation énergétique, et d'être ainsi la cause de variations interannuelles accentuées d'ici 2050.

cultures à vocation énergétique sont déployées – il n'y a par exemple pas de miscanthus dans ce cas. Le potentiel nourricier progresse de 25%.

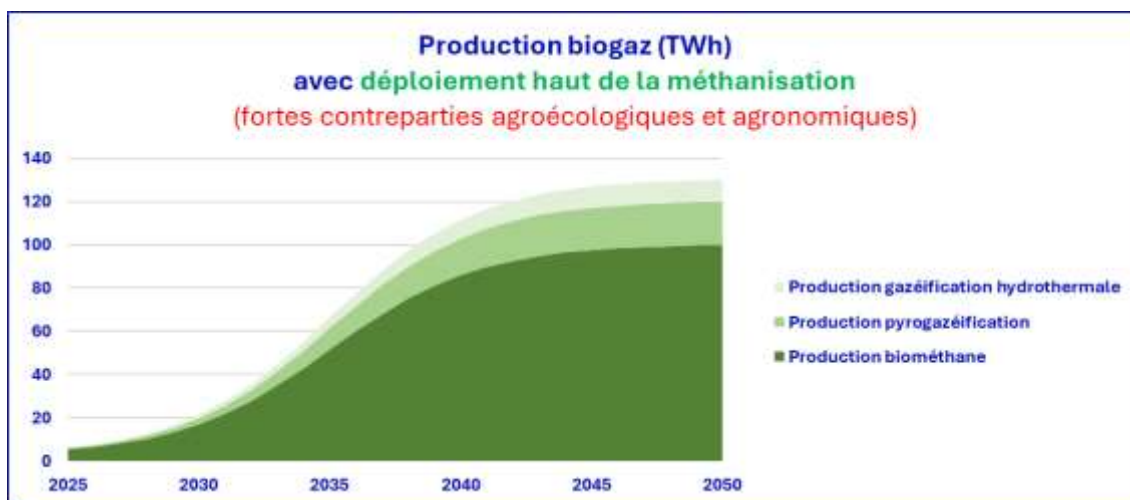


Figure 29 : Variante haute du chantier bioénergies, production de biogaz

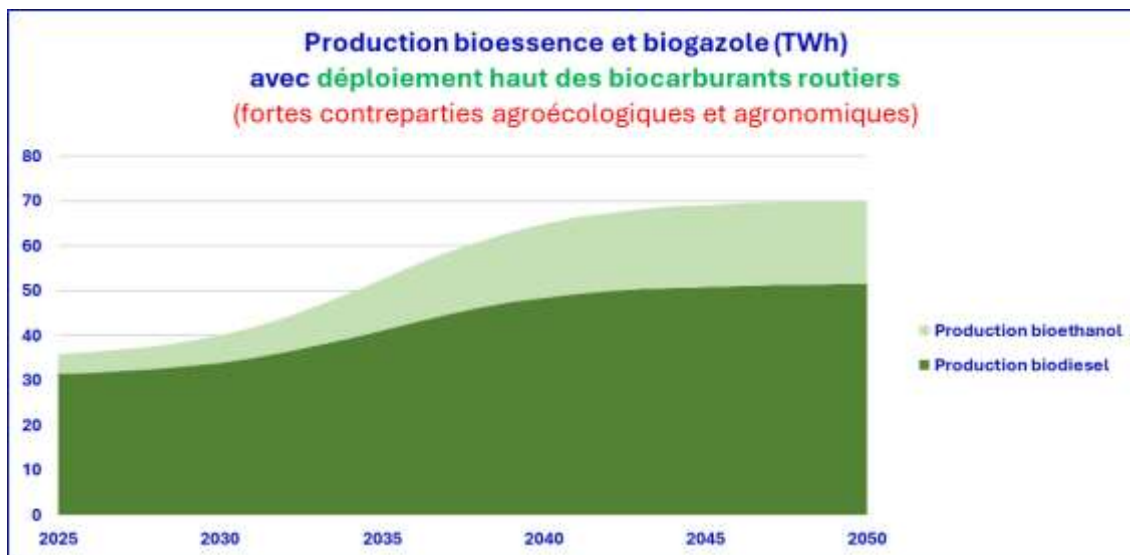


Figure 30 : Variante haute du chantier bioénergies, production de biocarburants routiers

Remarque : On retrouve dans tout ce qui précède les compromis mis en lumière par notre rapport de fin 2024 sur l'agriculture, par exemple entre production de bioénergies et autonomie alimentaire nationale ou contribution à la sécurité alimentaire mondiale. A noter que les enjeux alimentaires ont été pensés à régime alimentaire constant, mais une végétalisation de l'assiette française serait susceptible d'accroître significativement la biomasse disponible pour d'autres usages. Le scénario de conciliation issu des travaux du Shift sur l'agriculture se rapproche des variantes intermédiaires décrites dans le présent travail. Les variantes basses ne permettent pas une baisse suffisante des émissions, tandis que les variantes hautes élevage et bioénergies ont des contreparties qui pourraient s'avérer rédhibitoires. En outre, nous n'avons pas intégré ici les effets du changement climatique sur les rendements agricoles, susceptibles de réduire fortement la disponibilité effective de la biomasse et d'être la cause de variations interannuelles de plus en plus importantes d'ici 2050.

Les **puits naturels** ne sont pas intégrés dans le modèle agriculture, ils font l'objet d'une estimation distincte, directement intégrée dans l'évaluation climatique (lire chapitre précédent) et basée sur le chantier en question. Cette estimation porte à la fois sur les puits agricoles et sur les puits forestiers, les uns et les autres faisant l'objet de variantes.

Remarque : Notons que si les puits de carbone agricoles et forestiers ont été étudiés dans le cadre d'un seul et même chantier « puits de carbone naturels », dans la première partie de ce rapport, ils font ici chacun l'objet d'un jeu de variantes, soit trois variantes pour les puits agricoles et trois variantes pour les puits forestiers, les enjeux étant largement distincts.

Les **puits agricoles** sont aujourd'hui émetteurs nets : les terres agricoles émettent plus de carbone qu'elles n'en absorbent, avec un solde d'environ + 10 MtCO₂e, notamment à cause des pertes de prairies permanentes. Dans notre **variante haute**, nous maintenons la surface en prairies permanentes grâce à une préservation des systèmes bovins herbagers et déployons massivement certaines pratiques stockantes, parmi lesquelles la généralisation des couverts intermédiaires, l'insertion de prairies temporaires dans les territoires de grandes cultures (Bassin parisien, plaine picarde...) ou encore le déploiement massif de haies et de l'agroforesterie. Cela nous permettrait d'inverser la tendance actuelle en recréant un léger « puits net » – i.e. dont le stock de carbone augmente d'année en année, de - **15,6 MtO₂e** à l'horizon 2050. Dans notre **variante intermédiaire**, nous contenons la perte de prairies permanentes et généralisons en parallèle les couverts intermédiaires, mais les autres pratiques stockantes (haies, agroforesterie, prairies temporaires...) se déploient de manière plus limitée. Il en résulte des puits agricoles maintenus au niveau actuel, i.e. émetteurs nets de + **10 MtCO₂e** d'ici à 2050. Enfin, dans notre **variante basse**, nous continuons de perdre des prairies permanentes au rythme actuel, en raison du retrait des systèmes d'élevages herbagers, tandis que le déploiement des pratiques stockantes reste limité. Cela aboutit à des terres agricoles encore plus significativement émettrices qu'actuellement, à hauteur de + **20 MtCO₂e** à 2050.

Les **puits forestiers**, absorbent actuellement environ 50 MtCO₂e par an. Dans la variante **haute**, nous parvenons à maintenir un puits important d'ici 2050, à - **30 MtCO₂e**, malgré une baisse significative par rapport à aujourd'hui. Cela est permis par un reboisement et une afforestation proactifs, planifiés et territorialisés, incluant par exemple le boisement de terres agricoles abandonnées et un renouvellement forestier anticipé. Cela s'appuie également sur l'ensemble des pratiques d'adaptation et de diversification des forêts : introduction de combinaisons d'essences, de bocage forestier... Le prélèvement de la ressource en bois est modéré, il est fléché prioritairement vers des usages long terme tels que le bois d'œuvre, le recours au bois-énergie étant limité. Ce dernier s'articule d'ailleurs en priorité sur des filières locales et la valorisation de co-produits (résidus de coupe, déchets bois...). Dans la variante **intermédiaire**, le puits continue d'absorber du carbone chaque année mais est nettement affaibli d'ici 2050, à un niveau annuel de - **10 MtCO₂e**. On met en œuvre un reboisement et une afforestation modérés, combinant renouvellement forestier ciblé et régénération naturelle (avec une réussite variable selon les territoires), et un déploiement partiel de pratiques d'adaptation, tandis que le prélèvement de la ressource en bois est important, afin de répondre à la fois à la demande croissante en bois énergie et en bois d'œuvre. Dans la variante **basse**, la forêt perd sa capacité de puits i.e. arrête d'absorber du carbone, et on assiste même à un léger déstockage annuel, de + 10 MtCO₂e en 2050. Cela découle typiquement d'un reboisement très limité et non piloté, d'une absence de stratégie d'adaptation et de

diversification des forêts, et de prélèvements intenses, pour répondre à une demande croissante en bois énergie (biocarburants 2G notamment).

Remarque : Il est important de préciser que l'intégralité des variantes sur les puits naturels agricoles et forestiers s'inscrivent dans une trajectoire climatique « intermédiaire », dans la philosophie de l'étude de référence IGN-FCBA [340], simulant un effet modéré du climat sur les puits naturels d'ici 2050, avec quelques crises ponctuelles anticipées, en particulier des séquences de sécheresses. Or, l'évolution des puits naturels est très fortement dépendante du scénario retenu en termes d'effet du climat sur la croissance et la mortalité des arbres dans les forêts françaises. A titre d'exemple, le scénario climatique pessimiste de l'étude IGN-FCBA amène à une quasi-disparition du puits forestier (hors sols forestiers) dès 2030. En outre, il y a un fort enjeu de bouclage « surface » dans un scénario activant les variantes hautes pour les puits agricoles et forestiers, dans la mesure où les surfaces gagnées par la forêt le sont principalement sur des prairies abandonnées.

La production électrique

L'évolution de la production électrique repart des bases posées par l'évaluation énergie-climat du PTEF en 2022 [341]. Le **parc nucléaire historique**, de loin le principal contributeur au mix électrique actuel, est **prolongé autant que possible** – c'est-à-dire tant que la sureté des centrales le permet, sous le contrôle de l'Autorité de Sureté Nucléaire et de Radioprotection (ASNR). Parallèlement à cela, le **nouveau nucléaire est développé**, notamment via le **programme EPR2**, avec pour objectif une entrée en service aussi proche – en termes de date – et massive – en nombre de réacteurs – que possible. Par ailleurs, **le fort déploiement des énergies renouvelables se poursuit et s'accélère**, et ce pour chacune des principales filières : maintien du rythme rapide de déploiement du photovoltaïque, consolidation et augmentation du rythme de déploiement de l'éolien terrestre, forte montée en puissance de l'éolien en mer, aujourd'hui embryonnaire. La filière hydroélectricité continue de jouer un rôle majeur, mais avec perspectives de déploiement limitées. Les centrales électriques biogaz ne jouent qu'un rôle éventuel d'équilibrage du réseau et les autres énergies renouvelables telles que les hydroliennes ne se déploient pas significativement d'ici à 2050.

Tout ceci nous permet donc de visualiser des trajectoires plus ou moins volontaristes de déploiement des différents **chantiers énergie** étudiés dans la première partie de ce rapport : prolongation du **nucléaire** historique et lancement du nouveau nucléaire, déploiement du **photovoltaïque** et de l'**éolien**.

Remarque : Dans la première partie de ce rapport, nous avons analysé un chantier nucléaire, traitant à la fois du nucléaire historique et du nouveau nucléaire, et un chantier énergies renouvelables, traitant à la fois de l'éolien terrestre, de l'éolien en mer et du photovoltaïque. Toutefois les variantes qui vont être décrites ci-après ne correspondent pas à ces chantiers dans leur ensemble mais à différents « sous-chantiers » aux enjeux distincts, pour lesquels nous présentons des variantes indépendantes les unes des autres. Ainsi, pour le chantier nucléaire, nous proposons trois variantes pour la prolongation du nucléaire historique et trois variantes (indépendantes des précédentes) pour le lancement du nouveau nucléaire. De même, pour les énergies renouvelables, nous proposons un jeu de trois variantes pour chacune des trois filières majeures étudiées : éolien terrestre, éolien en mer et photovoltaïque, ces trois jeux de variantes étant indépendants les uns des autres.

Les variantes sur le nucléaire

Sur le **nucléaire historique**, notre variante **haute** suppose une **prolongation de l'essentiel du parc jusqu'à 70 ans**. En effet la prolongation à 60 ans est jugée très probable aujourd'hui et il y a de bonnes raisons physiques et techniques de penser que nous pourrions aller au-delà, à condition que le volontarisme politique, la dynamique industrielle et l'effort financier soient suffisants pour ce faire. Notre variante **intermédiaire** suppose pour sa part que l'essentiel du parc est prolongé jusqu'à 60 ans, mais une partie seulement jusqu'à 70 ans, pour un **âge moyen de fermeture à 65 ans**. Cela pourrait correspondre à de mauvaises surprises techniques sur certains sites, à un manque global de moyens financiers et de volontarisme politique, ou encore à une incapacité de la filière à traiter de front tous les travaux nécessaires à la prolongation du parc, faute d'anticipation et de planification suffisantes. Notre variante **basse** pourrait correspondre pour sa part à une très mauvaise surprise technique amenant à l'impossibilité de prolonger les réacteurs au-delà de 60 ans, soit une **prolongation de l'essentiel du parc à 60 ans mais pas davantage**.

Cette prolongation est décisive pour le maintien d'une part significative de la production nucléaire historique à l'horizon 2050. Avec une fermeture des réacteurs du parc historique à 60 ans en moyenne (variante basse), la capacité du nucléaire existant encore disponible à l'horizon 2050 serait environ divisée par 4 par rapport à aujourd'hui. Avec une fermeture à 65 ans en moyenne (variante intermédiaire), elle serait déjà divisée par 2 par rapport à aujourd'hui. Avec une fermeture à 70 ans en moyenne (variante haute), la baisse serait contenue, avec un peu de plus de 10 % de baisse à l'horizon 2050 par rapport à aujourd'hui. **Il est donc crucial de prolonger autant que possible le nucléaire historique, sous peine de voire chuter fortement sa production à l'horizon 2050.**

Sur le **nouveau nucléaire**, notre variante **haute** suppose un effort industriel maximal de la filière, tel qu'évalué par le gestionnaire du réseau électrique RTE [342], soit **14 EPR2 à l'horizon 2050**. Dans ce cas, la date d'entrée en service des premiers EPR2, actuellement annoncée en 2038, serait fidèlement respectée, et les EPR2 entreraient ensuite en service par paire, au rythme d'une paire tous les deux ans. Cela suppose un cap politique stable et lisible, des moyens financiers adéquats, une filière industrielle structurée, un effort massif de recrutement et de formation, et enfin une intégration optimale du retour d'expérience sur les déboires de l'EPR de Flamanville. La variante **intermédiaire** table pour sa part sur l'entrée en service des 6 EPR2 actuellement prévus par l'exécutif français et sur eux seuls, de potentiels EPR2 supplémentaires (les 8 suivants notamment) n'étant finalement pas lancés, ou trop tardivement pour une entrée en service avant 2050. Ici le chantier connaît de plus des retards significatifs, bien que maîtrisés, avec une première paire entrée en service en 2042, suivie d'une paire tous les quatre ans, pour **6 EPR2 à l'horizon 2050**. Enfin, notre variante **basse** suppose qu'il n'y **aucun EPR2 à l'horizon 2050**, soit parce que le programme a été arrêté pour cause de renoncement politique ou de blocage sur le schéma de financement par exemple, soit parce que des déconvenues industrielles à répétition conduisent à un retard similaire à celui de l'EPR de Flamanville, décalant les premières entrées en service au-delà de 2050 – et donc au-delà du cadre temporel du présent travail.

Le nouveau nucléaire jouera un rôle décisif dans la disponibilité en électricité bas-carbone à horizon 2050, ce qui peut s'avérer crucial compte tenu des niveaux de consommation électrique susceptibles d'être atteints à cette échéance, et étant donné le risque de fermeture d'une partie du parc historique à cet horizon – lire ci-avant.

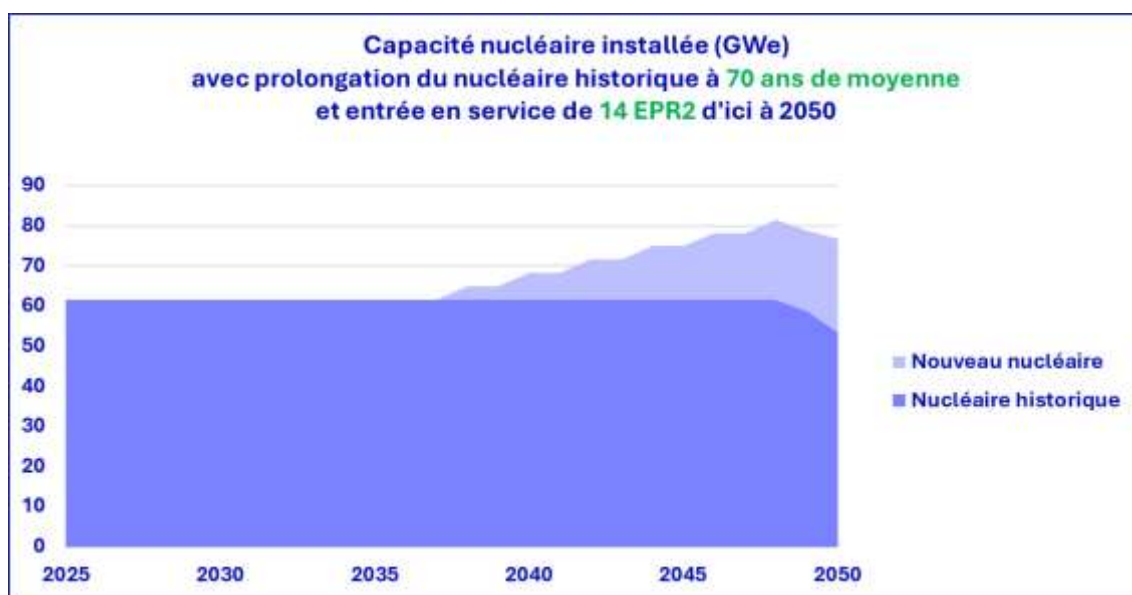


Figure 31 : Variante haute du chantier nucléaire, capacité installée

Les variantes sur les énergies renouvelables

Sur l'**éolien terrestre**, notre variante **haute** table sur une accélération du rythme de déploiement actuel, à **2 GW par an** sur toute la période 2025-2050. Cela suppose une amélioration significative sur les principaux goulots d'étranglement aujourd'hui observés, en termes d'instruction des dossiers, de recours en justice, de foncier disponible et de raccordement aux réseaux électrique. Notre variante **intermédiaire** suppose quant-à-elle que le maintien, au moins partiel, de ces freins conduit à un tassement du rythme de déploiement, à **1 GW par an**. Notre **variante basse** suppose enfin un effondrement de ce rythme, en raison par exemple d'un blocage politique national ou d'une multiplication des oppositions locales. Nous tablons ici sur un **arrêt du déploiement de l'éolien terrestre**.

Sur l'**éolien en mer**, notre variante **haute** table sur un déploiement massif, permis par une forte montée en puissance de la filière industrielle, dans le cadre d'une planification de long terme, claire et stable. Le déploiement se fait ici à un rythme moyen d'installation de **2 GW par an** sur la période 2025-2050. Notre variante **intermédiaire** suppose que le secteur tarde à bénéficier d'une visibilité suffisante, en conséquence de quoi certains goulots d'étranglement ne sont pas levés à temps par manque d'anticipation : infrastructure portuaire saturée, cadences industrielles limitées, recrutements dans les métiers en tension compliqués, etc. Ici un développement significatif a tout de même lieu, à un rythme moyen d'installation de **1 GW par an** sur la période 2025-2050, mais nous restons loin du gisement maximal. Notre variante **basse** suppose enfin un effondrement de la filière, faute d'une visibilité suffisante, d'objectifs clairs ou d'un cadre stable. Il n'y a alors pas de nouveau déploiement de parc éoliens en mer au cours de la période.

Sur le **photovoltaïque**, notre variante **haute** suppose un maintien, sur toute la période 2025-2050, du rythme record atteint en 2025, soit **5 GW par an** en moyenne sur les 25 prochaines années. Cela suppose un pilotage volontariste permettant un accès suffisant au foncier, un rythme de raccordement adéquat et une instruction des dossiers dans les temps. Notre variante **intermédiaire** suppose un fort ralentissement pour les projets de centrales au sol, faute de foncier disponible, l'agrivoltaïsme ne prenant que partiellement le relais, tandis que le

solaire sur toitures et ombrières maintient son rythme actuel. Cela nous conduit à un rythme moyen de **2,5 GW par an**. Enfin, notre variante **basse** suppose un effondrement du rythme d'installation, par manque de foncier pour les centrales au sol, de cadre clair pour l'agrivoltaïsme et de soutien public pour les toitures et ombrières. Le rythme résiduel tombe à **1 GW par an**.

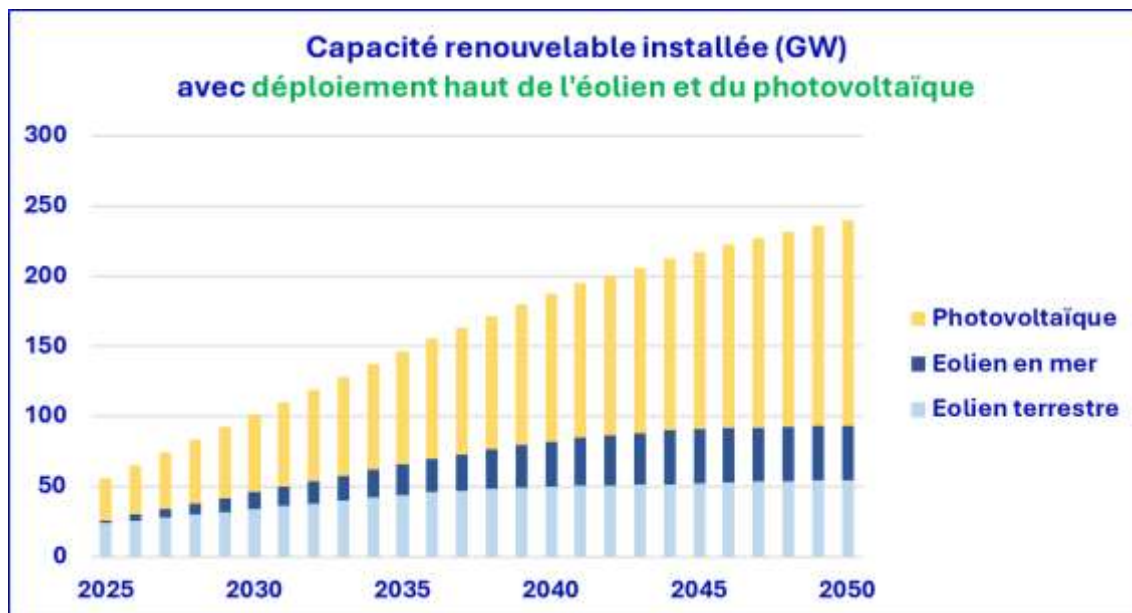


Figure 32 : Variante haute du chantier renouvelable, capacité installée

Et les autres évolutions sectorielles ?

Notre outil de modélisation n'intègre pas uniquement les trajectoires relatives aux chantiers, il décrit plus généralement **l'évolution complète des secteurs**, ce qui inclut aussi des sujets **hors-chantiers**. Dans les transports, par exemple, nous modélisons bien un certain déploiement de la marche, pour les individus, ainsi que du fret fluvial, pour les marchandises, même si ces sujets n'ont pas fait l'objet de chantiers dédiés dans la première partie de ce rapport. Dans ces cas-là, l'évolution intégrée dans le modèle est en général directement reprise de nos travaux réalisés dans le cadre du « Plan de Transformation de l'Economie Française » (PTEF) [343]. Quelques évolutions ou mises à jour ont toutefois pu être intégrées, lorsque cela était jugé pertinent. Ces évolutions hors-chantiers font bien l'objet d'une **trajectoire annualisée**. En revanche, elles **ne font pas l'objet de variantes**, contrairement aux trajectoires des chantiers. Il y a donc ici une seule « version de l'histoire » : celle du PTEF, éventuellement mise à jour.

Synthèse des variantes sectorielles

Finalement, les différentes variantes de nos différents chantiers peuvent être synthétisées dans le tableau qui suit.

		Variante basse	Variante intermédiaire	Variante haute
Déploiement du vélo		6 % pkm en 2050	12 % pkm en 2050	25 % pkm en 2050
Déploiement des transports en commun		+ 25 % pkm d'ici à 2050	+ 50 % pkm d'ici à 2050	X 2 pkm d'ici à 2050
Déploiement de la voiture électrique sobre		100 % ventes VE 2045	100 % ventes VE 2040	100 % ventes VE 2035
Massification du train passagers		x 1,5 en pkm d'ici à 2050	x 2 en pkm d'ici à 2050	x 3 en pkm d'ici à 2050
Décarbonation de l' aérien	Déploiement bioSAF	Pas de déploiement	30 % de la biomasse résiduelle	60 % de la biomasse résiduelle
	Déploiement eSAF	30 TWh d'électricité dédiés	70 TWh d'électricité dédiés	110 TWh d'électricité dédiés
Relance du fret ferroviaire		10 % des tkm en 2050	20 % des tkm en 2050	30 % des tkm en 2050
Déploiement des poids-lourds électriques		50 % ventes PL élec 2050	90 % ventes PL élec 2050	100 % ventes PL élec 2050
Rénovation des logements		400 000 rénovations globales / an	700 000 rénovations globales / an	> 800 000 rénovations globales / an
Déploiement des pompes à chaleur		400 à 500 000 logements / an	600 à 700 000 logements / an	750 à 850 000 logements / an
Maîtrise du déploiement des centres de données		35 TWh de conso élec en 2050	4 TWh de conso élec en 2050	60 TWh de conso élec en 2050
Production d' acier bas-carbone		Pas de décarbonation des HF	HF convertis à la voie DRI-H ₂ -EAF ⁴³⁸ vers 2045	HF convertis à la voie DRI-H ₂ -EAF décennie 2030
Production d' hydrogène bas-carbone		Pas de déploiement majeur	H ₂ électrolytique 2035-2045	H ₂ électrolytique 2030-2040
Capture et séquestration de carbone ou CCS		Pas de CCS	1,5 MtCO₂ captées et stockées	3 MtCO₂ captées et stockées
Gestion du cycle de l' azote		0,7 Mha de légumineuses	1,6 Mha de légumineuses	3 Mha de légumineuses
Evolution soutenable des pratiques d' élevage		- 30 % cheptel bovin	- 50 % cheptel bovin	- 70 % cheptel bovin
Déploiement soutenable des bioénergies	Biocarburants routiers	20 TWh/an	35 TWh/an	70 TWh/an
	Biogaz	40 TWh/an	90 TWh/an	130 TWh/an
Puits de carbone naturels	Agricoles	+ 20 MtCO₂e	+ 10 MtCO₂e	- 15,6 MtCO₂e
	Forestiers	+ 10 MtCO₂e	- 10 MtCO₂e	- 30 MtCO₂e
Nucléaire	<i>Prolongation du nucléaire historique</i>	Fermeture à 60 ans	Fermeture à 65 ans	Fermeture à 70 ans
	<i>Lancement du Nouveau nucléaire</i>	Pas d'EPR2	6 EPR2 avant 2050	14 EPR2 avant 2050
Renouvelables	Déploiement de l' éolien terrestre	0 GW/an	1 GW/an	2 GW/an
	Déploiement de l' éolien en mer	0 GW/an	1 GW/an	2 GW/an
	Déploiement du photovoltaïque	1 GW/an	2,5 GW/an	5 GW/an

Tableau 5 : Synthèse des variantes par chantiers

⁴³⁸ HF = Hauts-Fourneaux. Ils fonctionnent aujourd'hui au charbon et sont fortement émetteurs de CO₂. Il s'agit ici de les convertir à la réduction directe du minerai de fer (DRI pour « Direct Reduced Iron ») à partir d'hydrogène (H₂), le tout articulé à des fours à arc électrique (EAF pour « Electric Arc Furnace »). L'ensemble constitue la voie dite H₂-DRI-EAF. Lire le chantier acier pour plus de détails.

Quelle combinatoire ?

Ce qui précède a permis de décrire les trois variantes envisagées pour chacun de nos chantiers. Pour jouer une trajectoire, **le modélisateur doit choisir une combinaison de variantes** c'est à-dire sélectionner une variante par chantier, et ce pour la totalité des chantiers ; par exemple : variante haute pour le vélo, variante basse pour les transports en commun, variante intermédiaire pour le véhicule électrique, et ainsi de suite. **Il peut alors simuler la trajectoire de décarbonation correspondante, pour l'économie française dans son ensemble.**

Il ne s'agit pas de tester l'ensemble des combinaisons. Nous avons ici 25 hypothèses de variantes, avec 3 choix possibles à chaque fois. Cela fait au total 3^{25} , soit plus de 800 milliards de combinaisons différentes possibles. Ainsi, bien que notre outil de modélisation permette de jouer n'importe laquelle de ces combinaisons, **nous allons nous concentrer sur un nombre limité de combinaisons ayant un intérêt spécifique, pour en déduire des enseignements clés.**

De manière générale, The Shift Project recommande que la France se donne pour **objectif l'atteinte de l'ensemble des variantes hautes, et se dote des moyens pour les atteindre.** Sur chaque chantier, des préconisations ont été formulées, dans la première partie de ce rapport, en vue de l'atteinte de la variante haute. Viser l'ensemble des variantes hautes apporterait une marge de robustesse à la transition énergie-climat française. Cette approche robuste devrait selon nous être adoptée par la France pour tous les grands axes de décarbonation, y compris ceux que nous n'avons pas explorés dans nos chantiers. **Ce discours est à moduler pour les chantiers dont les contreparties associées aux variantes hautes sont très élevées**, par exemple pour élevage, bioénergies ou SAF (aérien) : ici viser la variante **intermédiaire** paraît plus raisonnable pour limiter les contreparties aux effets délétères.

Après avoir décrit notre outil de simulation (chapitre précédent) et les variantes qu'il permet de simuler (le présent chapitre), nous allons à présent voir les résultats qu'il a permis d'obtenir et les enseignements clés qui s'en déduisent. **Les prochains chapitres seront respectivement consacrés aux enseignements énergie-climat, cuivre et emploi-formation.**

La décarbonation

vue sous l'angle énergie-climat

Etat des lieux : consommation d'énergie et émissions de gaz à effet de serre françaises

La France aujourd'hui : un mix énergétique carboné, un mix électrique décarboné

La France reste aujourd'hui fortement dépendante des énergies fossiles. Sur les **1550 TWh d'énergie finale** consommée en 2025 – en vision territoriale, **la part du fossile avoisine les 60 %** : près de 40 % de pétrole, environ 20 % de gaz et moins de 1% de charbon [13]. **Son mix énergétique est donc encore très fortement carboné**. Cette part d'énergies fossiles grimpe même à plus de 70 % dans l'exposition énergétique [16] de la France, en comptant l'énergie contenue dans nos biens et services importés – smartphones, alimentation, matières premières..., non étudiés dans ce rapport. Ceci est problématique à double titre. Sur le plan du **climat** d'abord, du fait des émissions de GES induites par la combustion de ces énergies fossiles. Elles doivent être drastiquement réduites, pour tendre vers la neutralité carbone à horizon 2050, et tenir un budget carbone compatible avec le maintien du réchauffement climatique sous les +2°C par rapport à l'ère préindustrielle. Sur le plan de la **souveraineté énergétique** [344] ensuite, car les sous-sols français (et ceux de l'Union européenne) ne disposent pas (ou plus) de quantités significatives d'énergies fossiles, si bien qu'une dépendance aux fossiles est synonyme de dépendance aux importations en provenance des pays producteurs – qui ne sont pas toujours amicaux et stables, particulièrement au vu de la donne géopolitique actuelle. Selon les travaux du Shift Project sur le sujet, les tensions sur les approvisionnements pétroliers [14] et gaziers [15] européens risquent de se prolonger et de s'aggraver lors du quinquennat 2027-2032 (et des suivants).

L'électricité ne représente qu'un quart de l'énergie finale consommée en France. Si la production électrique mondiale reste encore largement carbonée (bien qu'en voie de décarbonation), **l'électricité produite en France est d'ores et déjà principalement bas-carbone** : entre 65 et 70 % de nucléaire, environ 15 % d'hydroélectricité, 10 % d'éolien (principalement terrestre), 5 % de photovoltaïque et un peu de thermique décarboné (centrales biomasse par exemple). Les centrales thermiques fossiles (principalement au gaz naturel – le charbon et le fioul étant aujourd'hui marginaux) représentent moins de 5 % de l'électricité produite [345].

Le reste du mix énergétique, une fois déduit le fossile et l'électricité donc, est principalement constitué d'**énergies renouvelables thermiques**, pour un peu moins de 15 % : biocarburants – en partie importés, biogaz ou encore chaleur renouvelable (bois énergie, pompes à chaleur) et de récupération.

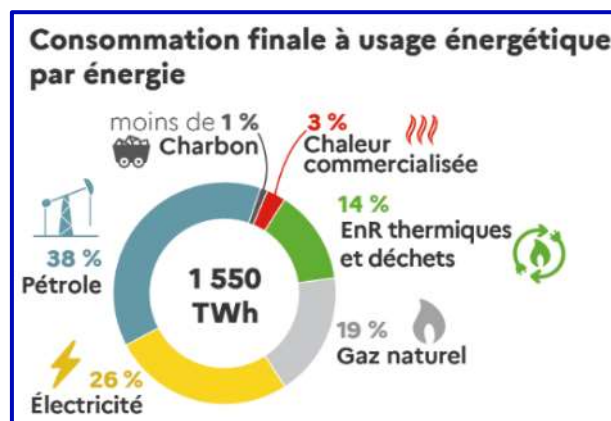


Figure 33 : Consommation d'énergie finale en France en 2024
SDES, Chiffres clés de l'énergie, édition 2025



Figure 34 : La production électrique française en 2025
RTE, Bilan électrique 2025

La France aujourd'hui : des émissions élevées, qui baissent trop lentement

La France a émis 364 MtCO₂e en 2025 [346], en émissions territoriales. Ces émissions baissent, elles étaient de plus de 500 MtCO₂e en 2010. **Cette baisse est toutefois trop lente** : elle était de 1,5 % entre 2024 et 2025, et de 1,8 % entre 2023 et 2024, ce qui est nettement insuffisant pour tenir les objectifs de baisses d'émissions à 2030 [20]. Cette baisse est de plus en fort ralentissement par rapport aux années précédentes (-6,8 % entre 2022 et 2023), 2023 étant une année qui avait certes été exceptionnelle car marquée par un contexte de crise énergétique et d'envolée des prix de l'énergie. La baisse des deux dernières années n'est enfin que partiellement attribuable à l'action publique, elle provient aussi en partie d'effets conjoncturels – baisse subie des volumes de production dans l'industrie en raison du contexte économique défavorable, par exemple.

Les transports pèsent pour environ un tiers des émissions totales [347], dont une moitié pour les voitures et un tiers pour les utilitaires et les poids-lourds. Les véhicules circulant

actuellement en France fonctionnent en effet très majoritairement aux carburants fossiles : essence, diesel, kérosène. **L'agriculture pèse environ 20 % des émissions totales**, notamment en raison des émissions de méthane des élevages bovins et des émissions de protoxyde d'azote résultant de l'épandage des engrais azotés. **L'industrie représente un peu moins de 20 % des émissions totales**, principalement réparties entre la chimie (notamment les engrais), les minéraux (notamment le ciment) et la métallurgie (notamment l'acier). **L'usage des bâtiments pèse pour 15 % des émissions totales**, dont environ 60 % pour le logement et 40 % pour le tertiaire, principalement dus au chauffage d'origine fossile, gaz et fioul notamment. **La production d'énergie pèse pour moins de 10 % du total**, principalement via les centrales électriques thermiques (gaz notamment), la valorisation des déchets et le raffinage du pétrole – la combustion de ce pétrole étant comptabilisée dans les secteurs consommateurs, comme pour les autres énergies. **La gestion des déchets représente moins de 5 % du total**. Enfin, **les puits forestiers et agricoles compensent par leur absorption environ 10 % du total des émissions**.

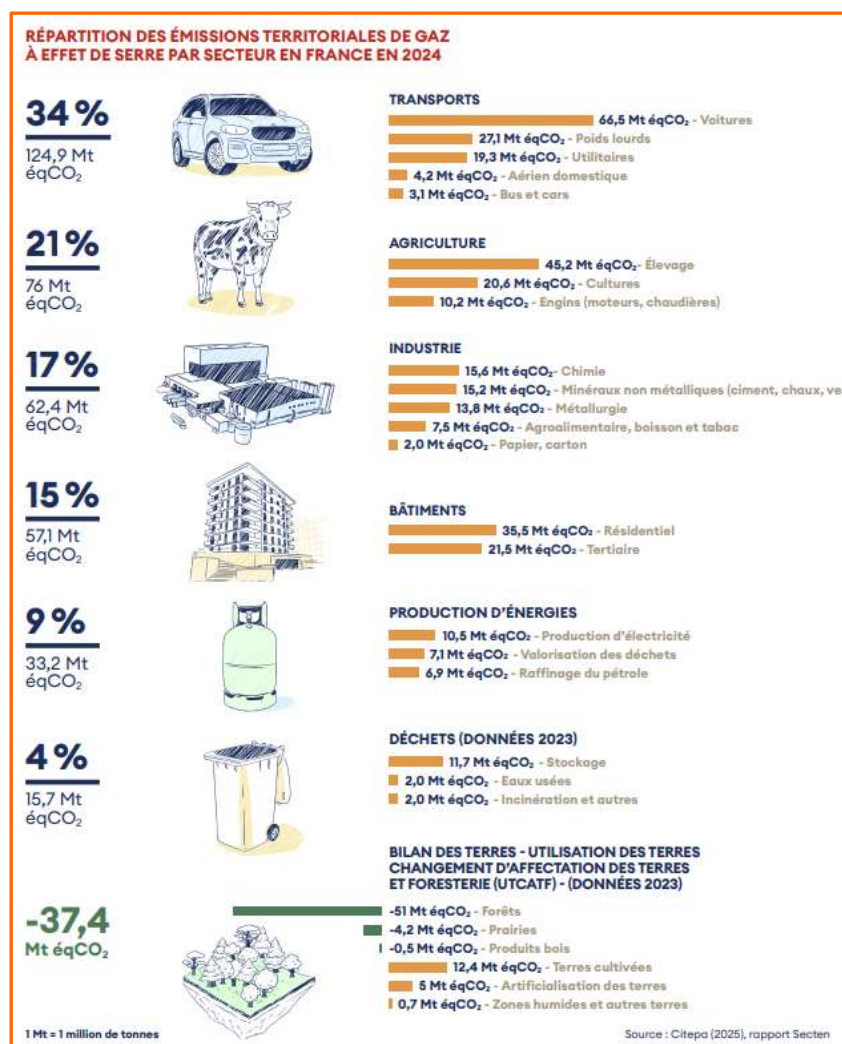


Figure 35 : Répartition des émissions de GES par secteur en 2024
Haut Conseil pour le Climat, Rapport annuel grand public, octobre 2025

Décarbonation : nos objectifs et nos leviers

Nos objectifs de décarbonation

Le Shift Project vise à libérer l'économie française de la double contrainte carbone. Il s'agit d'une part de réduire autant que possible les émissions de gaz à effet de serre française afin de minimiser la contribution du pays au réchauffement climatique – première contrainte – et d'autre part de sortir au plus vite de la dépendance française aux énergies fossiles, essentiellement importées, qui constitue un facteur de vulnérabilité critique – deuxième contrainte.

1^{ère} contrainte carbone : cesser de contribuer au dérèglement climatique

Concernant la 1^{ère} contrainte carbone, il s'agit de **tendre vers la neutralité carbone à l'horizon 2050**. Cette dernière est définie comme une situation où les émissions nettes sont nulles, c'est-à-dire où les émissions de CO₂ brutes de l'économie française sont suffisamment basses pour être entièrement compensées par les puits de carbone naturels et artificiels.

Au-delà du point d'arrivée à 2050, ce qui compte pour le climat futur est la quantité totale de CO₂ émise sur l'ensemble de la période 2025-2050. En effet, le CO₂ émis dans l'atmosphère y réside ensuite pour des durées très longues, de l'ordre de plusieurs siècles : il s'accumule donc au gré de nos émissions annuelles, et c'est la quantité totale accumulée qui détermine l'augmentation de température globale. Par conséquent il faut **minimiser le cumul des émissions de CO₂ sur la période 2025-2050**.

On peut en outre comparer ce cumul à un certain budget carbone, un total à ne pas dépasser. On peut par exemple partir du cumul mondial à ne pas dépasser à partir de 2025 pour rester sous les +2°C de réchauffement climatique à l'horizon 2100 par rapport à l'ère préindustrielle, conformément à l'**Accord de Paris** ; et allouer un pourcentage de ce budget mondial à la France, au prorata de ses émissions actuelles⁴³⁹.

Au-delà du CO₂, il s'agit plus généralement de **réduire fortement l'ensemble des émissions de gaz à effet de serre (GES)**, CO₂ donc, mais également méthane (CH₄) et protoxyde d'azote (N₂O) émis par l'agriculture ou encore hydrofluorocarbures (HFCs) émis par l'industrie. Il s'agit là aussi de tendre vers la neutralité carbone « tous GES », soit une compensation entre le total ces émissions tous GES et les puits de carbone. Notons que raisonner sur tous les GES rend l'atteinte de la neutralité carbone (encore) plus difficile car les émissions de certains gaz sont plus difficilement évitables. Là encore, il faut minimiser le cumul sur la période, afin de minimiser la contribution au réchauffement climatique⁴⁴⁰. Dans la pratique, et par souci de simplification, nous visons ici une forte baisse des émissions brutes tous GES entre 2025 et 2050, d'un **facteur 4** typiquement.

Par ailleurs, le présent travail raisonne uniquement en **émissions territoriales**, soit les émissions directement liées aux activités localisées sur le territoire français⁴⁴¹. Nous ne

⁴³⁹ D'autres clés de répartition seraient envisageables, par exemple au prorata du nombre d'habitants, ou en tenant compte de la responsabilité historique i.e. des émissions passées.

⁴⁴⁰ Même si raisonner en budget équivalent carbone peut être plus complexe que pour le budget carbone en CO₂ seul, car les durées de résidence dans l'atmosphère de certains GES sont bien plus courtes que celle du CO₂, une douzaine d'année pour le méthane par exemple.

⁴⁴¹ Auxquelles nous ajoutons toutefois les émissions liées au trafic aérien international des résidents français au départ ou à destination de la France.

raisonnons pas ici en empreinte carbone, soit les émissions liées à la consommation de population française, qu'elles soient localisées ou non sur le territoire⁴⁴².

Finalement nous considérons, dans le cadre du présent travail, que la décarbonation française est pleinement réussie, au sens de la première contrainte carbone, si :

- **La neutralité CO₂ est atteinte à l'horizon 2050, en émissions territoriales. La neutralité carbone est approchée en vision tous GES ;**
- **Le budget carbone français relatif au +2°C est respecté, en émissions territoriales de CO₂ uniquement, sur la période 2025-2050 ;**
- **Les émissions territoriales brutes tous GES sont réduites *a minima* d'un facteur 4 en 2050 par rapport à 2025.**

2ème contrainte carbone : cesser de dépendre des importations d'hydrocarbures

Concernant la 2^{ème} contrainte carbone, il s'agit de **sortir de notre dépendance aux énergies fossiles**. Les énergies fossiles représentent aujourd'hui environ 60 % de l'énergie finale consommée en France. Il s'agit principalement de pétrole et de gaz, essentiellement importés. Il faut viser une **sortie la plus totale possible des énergies fossiles dans la consommation domestique d'énergie**⁴⁴³ à l'horizon 2050.

Au-delà de cet objectif global pour les énergies fossiles, il importe d'atteindre une **baisse drastique à la fois pour le pétrole et pour le gaz** : dépendre significativement de l'un ou de l'autre à horizon 2050 ne serait pas acceptable en termes de vulnérabilité. Il importe également de vérifier que la dépendance aux énergies fossiles **pour chaque grand secteur** de l'économie – transport, bâtiment, industrie, agriculture, etc. – tend vers zéro à 2050 : une dépendance sectorielle significative à l'horizon 2050 ne serait pas acceptable en termes de vulnérabilité. Il faut enfin sortir de cette dépendance **le plus vite possible**, afin que l'économie française cesse rapidement d'être exposée aux chocs énergétiques.

Le **charbon** joue aujourd'hui un rôle marginal dans le mix énergétique français⁴⁴⁴, nous n'avons donc pas ici d'objectif national dédié à 2050. Il constitue toutefois un enjeu sectoriel majeur pour l'industrie, notamment pour la sidérurgie : les Hauts-Fourneaux actuels fonctionnent au charbon et le chantier acier bas-carbone vise à dépasser cela.

Le présent travail raisonne uniquement sur l'**énergie consommée sur le territoire français**. Nous ne raisonnons pas en exposition énergétique, c'est-à-dire que nous n'intégrons pas l'énergie nécessaire à la production des biens et services importés⁴⁴⁵.

Finalement nous considérons, dans le cadre du présent travail, que la décarbonation française est pleinement réussie, au sens de la deuxième contrainte carbone, si :

⁴⁴² Raisonner en empreinte carbone serait pertinent pour étudier les leviers dont dispose la France quant à ses importations, mais cela est plus complexe et notre outil de simulation actuel ne permet pas de le faire ; l'approche territoriale permet cependant déjà d'étudier les leviers dont dispose la France pour agir sur les activités prenant place sur son territoire (y compris celles menant à des exportations).

⁴⁴³ Une fois sortis des énergies fossiles dans la consommation domestique d'énergie, d'autres consommations indirectes pourraient subsister, notamment via les importations de biens et services de la France, et dont la décarbonation dépendra notamment de la décarbonation de partenaires commerciaux internationaux. Cette consommation indirecte d'énergies fossiles et les moyens de la réduire ne sont pas traités dans ce rapport.

⁴⁴⁴ Alors qu'il joue un rôle majeur dans le mix énergétique de nombreux autres pays : Inde, Chine, Allemagne, Pologne, etc.

⁴⁴⁵ Raisonner en exposition énergétique serait pertinent pour évaluer la dépendance totale de l'économie française et de la population française aux énergies fossiles, et pour étudier les leviers relatifs à ses importations, mais cela est plus complexe et notre outil de simulation actuel ne permet pas de le faire.

- **La part des énergies fossiles dans la consommation d'énergie finale française à 2050 est marginale, typiquement inférieure à 1 % ;**
- **La dépendance de chaque grand secteur de l'économie française, au pétrole et au gaz, est marginale à l'horizon 2050, typiquement inférieure à 5 %.**

Nos leviers de décarbonation

Œuvrer à la décarbonation qui vient d'être définie implique d'activer fortement différents **leviers**. Ceux-ci peuvent être regroupés en **grandes familles** : puits de carbone, réduction des émissions non-énergétiques, électrification des usages, déploiement de la production d'énergie bas-carbone et enfin réduction de la consommation d'énergie. Tous les chantiers étudiés dans la première partie de ce rapport, et chiffrés au chapitre précédent via leurs différentes variantes, s'inscrivent dans l'une ou l'autre de ces familles.

Les familles de leviers

Une première famille de leviers consiste à **préserver voire développer les puits de carbone**, afin de « compenser » par des émissions négatives les émissions brutes résiduelles à l'horizon 2050, permettant d'atteindre la neutralité CO₂ et de s'approcher de la neutralité carbone tous GES. Cela englobe les puits de carbone naturels, agricoles et forestiers, et les puits de carbone artificiels.

Une seconde famille de leviers consiste à **réduire les émissions non-énergétiques**, c'est-à-dire les émissions autres que les émissions de CO₂ découlant de la combustion des énergies fossiles – pétrole, gaz, charbon. Il s'agit d'une part d'émissions d'autres GES, notamment dans le secteur agricole : émissions de méthane (CH₄) dues aux élevages bovins et émissions de protoxyde d'azote (N₂O) dues à l'épandage des engrais, par exemple. Il s'agit d'autre part d'émissions de CO₂ ne découlant pas de la combustion des énergies fossiles, c'est ce qu'on appelle des émissions de procédés : émissions de CO₂ dues à la réduction du minerai de fer via du charbon pour la production d'acier des hauts-fourneaux actuels, et émissions de CO₂ dues à la réaction de calcination de la chaux pour la production de ciment, par exemple.

Une troisième famille de leviers consiste à **électrifier les équipements**, afin de remplacer l'usage d'énergies fossiles par l'usage d'électricité bas carbone. Cela englobe l'électrification des transports – voitures électriques, poids-lourds électriques ; l'électrification des chauffages – pompes à chaleur ; et l'électrification des procédés industriels – fours à arc électrique par exemple. S'y ajoute l'électrification indirecte i.e. les usages convertis à l'hydrogène électrolytique, produit via de l'électricité : engrais à partir d'hydrogène, acier via réduction directe du minerai de fer à l'hydrogène, carburants de synthèse pour l'aviation (eSAF) à base d'hydrogène, etc.

Une quatrième famille de leviers consiste à **développer la production d'énergie bas-carbone**. Cela englobe la production d'électricité bas-carbone, renouvelable et nucléaire, la production de bioénergies, notamment biogaz, bioéthanol, biogazole et bioSAF pour l'aérien, et enfin la production de carburants de synthèse, notamment eSAF pour l'aérien. Cela permet d'alimenter les usages électriques en électricité bas-carbone, et l'usage de carburants liquides et gazeux en liquide et gaz bas-carbone.

Une cinquième et dernière famille de leviers consiste à **maîtriser la consommation d'énergie**. Cela englobe la maîtrise des volumes – construction de logements neufs, trafic aérien, consommation de biens manufacturés ; la réduction des consommations unitaires –

des véhicules, des chauffages, des procédés industriels ; la rénovation des bâtiments – logements et bâtiments tertiaires ; et enfin l'organisation du report modal vers les mobilités actives (vélo et marche) et collectives (transports en commun du quotidien et train). Moins la consommation totale d'énergie est élevée, plus une part importante de cette consommation peut être couverte par des énergies bas-carbone et souveraine, pour un niveau de production d'énergie bas-carbone donné.

Le lien avec les chantiers

Les chantiers étudiés dans la première partie de ce rapport peuvent tous s'inscrire dans l'une ou l'autre de ces familles de leviers. Dans la suite de ce travail, nous allons jouer sur le niveau de déploiement de ces chantiers, conformément aux variantes définies dans le chapitre précédent.

Ces chantiers ne prétendent cependant pas à l'exhaustivité : plusieurs leviers importants n'ont pas fait ici l'objet de chantier. Certains de ces leviers ont été traités dans le PTEF, publié en 2022 : ils sont ici intégrés dans notre modélisation, selon la cible définie à l'époque du PTEF. Contrairement aux chantiers, ils ne font pas l'objet de variantes, leur évolution est la même dans tous les cas. Cela est optimiste, puisque cela revient à dire que toutes les évolutions « hors-chantiers » se déroulent toujours bien, seuls les chantiers étudiés pouvant se dérouler plus ou moins bien au gré de nos variantes. Autrement dit, même lorsque toutes les variantes sélectionnées seront les variantes "basses », la décarbonation « hors-chantiers » continuera dans tous les cas d'advenir en toile de fond.

Le tableau suivant synthétise le lien entre notre famille de leviers, les chantiers étudiés dans la première partie, faisant l'objet de nos variantes, et les autres évolutions, notamment issues du PTEF, présentes dans notre modélisation mais inchangées d'une trajectoire à l'autre.

Maintenir et développer les puits de carbone	Puits agricoles et forestiers	Puits artificiels
Réduire les émissions non-énergétiques	Acier bas-carbone Captage et Séquestration de Carbone Azote Elevage	
Electrifier les usages	Voitures électriques Poids-lourds électriques Pompes A Chaleur Acier bas-carbone H ₂ bas-carbone eSAF (chantier aérien)	Bus électriques TER électriques Electrification des procédés industriels
Développer la production d'énergie bas-carbone	Energies renouvelables électriques Nucléaire Bioénergies BioSAF (chantier aérien)	
Maîtriser la consommation d'énergie	Déploiement du vélo Extension des transports en commun Massification du train passagers Relance du fret ferroviaire	Marche Fret fluvial Réduction du trafic aérien Maîtrise des distances parcourues (télétravail, urbanisme)

	Rénovation des logements	Réduction consommation unitaire véhicules Réduction construction logements neufs Gain efficacité électroménager Maîtrise consommation biens manufacturés Gain efficacité procédés industriels

Tableau 6 : Familles de leviers de décarbonation

Le lien avec les enseignements-clés

Dans ce qui suit, nous allons utiliser notre outil de simulation pour tester l'effet d'une réussite plus ou moins importante de nos différents chantiers, selon nos différentes variantes. Les chantiers sont regroupés selon les familles précédemment décrites. De plus on suppose, dans tous les cas, une pleine réussite des évolutions hors-chantiers, selon un rythme type PTEF : ces évolutions constituent une « toile de fond », optimiste, pour l'ensemble de cet exercice.

Ce qui suit est structuré sous forme d'enseignements-clés (EC). Il y en a six pour la partie énergie-climat⁴⁴⁶. Chaque EC s'appuie sur des simulations de la réussite plus ou moins prononcée de différentes familles de leviers :

- L'**EC 1** évalue l'effet de la réussite ou de l'échec d'ensemble de nos chantiers sur la décarbonation de l'économie française.
- L'**EC 2** évalue l'effet de la réussite ou de l'échec du chantiers puits de carbone.
- L'**EC 3** évalue l'effet de la réussite ou de l'échec des chantiers relatifs aux émissions non-énergétiques.
- L'**EC 4** évalue l'effet de la réussite ou de l'échec des chantiers relatifs à l'électrification des usages.
- L'**EC 5** évalue l'effet de la réussite ou de l'échec des chantiers relatifs à la production d'électricité bas-carbone. Cet effet dépend aussi de la consommation électrique, donc de l'électrification des usages et de la réduction de la consommation d'énergie.
- L'**EC 6** évalue l'effet de la réussite ou de l'échec des chantiers relatifs à la production de bioénergies. Cet effet dépend aussi de la consommation de carburants liquides et gazeux, donc de la réduction de la consommation d'énergie et de l'électrification des usages.

Le lien entre les EC et les familles de leviers sollicitées est résumé dans le tableau ci-dessous.

Maintenir et développer les puits de carbone	X	X				
Réduire les émissions non-énergétiques	X		X			
Electrifier les usages	X			X	X	X
Développer la production d'énergie bas-carbone	X				X Production électrique	X Production bioénergies

⁴⁴⁶ D'autres enseignements clés viennent ensuite sur la partie cuivre et sur la partie emploi-formation.

Maîtriser la consommation d'énergie	X				X	X

Tableau 7 : Correspondance entre les enseignements-clés (EC) et les familles de leviers sollicités

Périmètre et conditions

Les chantiers analysés dans cette étude ne couvrent qu'une partie de la transformation bas-carbone de l'économie française telle que décrite dans le PTEF de 2022, lui-même susceptible d'être complété et approfondi. Par conséquent le champ des possibles que nous explorons ici, avec les variantes de nos chantiers, n'est que partiel : nous étudions uniquement ce que si passe si ces chantiers clés réussissent plus ou moins, selon leurs variantes haute, intermédiaire ou basse ; étant entendu comme expliqué ci-dessus que le reste des évolutions est supposé bien se dérouler dans tous les cas. De plus, nous supposons ici que la pire situation pour nos chantiers est la variante basse, alors même que celle-ci mène tout de même parfois à une décarbonation significative, insuffisante certes, mais déjà appréciable. Ce « plancher » de réussite, constitué des évolutions hors-chantiers et des variantes basses de nos chantiers, correspond ici à une décarbonation qui a lieu dans tous les cas, ce qui est optimiste : celle-ci est loin d'être acquise dans la réalité.

Rappelons en outre que **la réussite, totale ou même partielle, des chantiers n'est pas gagnée d'avance** : elle nécessite une ambition forte, des moyens importants et une planification rigoureuse. Cette réussite n'est jamais non plus entièrement contrôlable par les acteurs concernés : elle est susceptible d'être affectée par différents aléas exogènes, des crises internationales par exemple.

Par ailleurs, la modélisation réalisée ne tient compte que dans une faible mesure des effets du changement climatique sur les différentes activités. Or, sa progression au rythme actuel menace certaines d'entre elles d'impacts importants, en particulier la production de biomasse (agricole ou forestière).

La réussite des chantiers repose sur différents prérequis, tels qu'étudiés dans la première partie de ce document. Supposer la réussite, totale ou partielle, de nos chantiers revient donc à faire des paris, plus ou moins incertains, de différentes natures :

- **Des paris technologiques**, lorsque les chantiers dépendent d'une technologie de rupture, c'est le cas par exemple pour l'acier bas-carbone avec le recours à la réduction directe du minerai de fer à l'hydrogène.
- **Des paris industriels**, lorsque les chantiers nécessitent une forte montée en puissance de la filière industrielle concernée, c'est le cas par exemple pour le lancement du nouveau nucléaire de type EPR2.
- **Des paris infrastructurels**, lorsque les chantiers demandent d'importants travaux sur des infrastructures majeures, c'est le cas par exemple pour la relance du train avec le réseau ferré, ou pour le déploiement des énergies renouvelables avec le réseau électrique.
- **Des paris de recrutement et de formation**, lorsque les chantiers nécessitent un effort particulier d'embauche et de formation, c'est le cas par exemple avec le recrutement

d'artisans pour la rénovation des logements, la formation d'installateurs pour les PAC ou encore les embauches nécessaires à la massification du train ou à la relance du nucléaire.

- **Des paris comportementaux et organisationnels**, lorsque les chantiers nécessitent un important changement de comportements individuels et/ou d'organisation sociale, c'est le cas par exemple avec la massification du vélo et avec l'extension des transports en commun.

Tout ceci étant précisé, voyons désormais les six enseignements-clés énergie-climat qui se dégagent des analyses menées à partir de notre outil de simulation, sur la base des variantes des chantiers étudiés.

Nos enseignements clés énergie-climat

Enseignement n°1 - Décarboner la France est encore possible. Si elle s'en fixe l'ambition et s'en donne les moyens dès le prochain quinquennat, la France peut réussir sa décarbonation, y compris si tout ne se passe pas comme prévu. En revanche, plus l'ambition et/ou les moyens seront revus à la baisse ou retardés, plus le risque de rater les objectifs climatiques et de rester dépendant des hydrocarbures importés sera élevé, dans un monde imprévisible où de mauvaises surprises sont probables.

Si elle réussit pleinement les chantiers, **la France atteint confortablement la neutralité CO₂ à 2050 et s'approche fortement de la neutralité carbone (tous GES), assure sa contribution au respect de l'Accord de Paris, et sort totalement de sa dépendance aux énergies fossiles.** Cela requiert une forte ambition pour l'ensemble des chantiers de décarbonation, ainsi que la mobilisation, dès le prochain quinquennat, des importants moyens nécessaires à leur réussite. Cela suppose en parallèle que les circonstances ne sont pas trop défavorables.

Si elle réussit partiellement les chantiers, **la France reste émettrice nette en 2050, mais peut encore respecter l'Accord de Paris, à condition de poursuivre les efforts après 2050. Sa dépendance aux énergies fossiles importées persiste à 2050, mais est limitée.** Il est donc primordial de viser la pleine réussite des chantiers en termes d'ambition et de moyens : si les circonstances empêchent leur réussite totale et ne permettent qu'une réussite partielle, alors la décarbonation qui en résultera sera déjà significative.

Si elle échoue totalement sur les chantiers, **la France restera fortement émettrice en 2050, ne pourra plus respecter l'accord de Paris, et dépendra encore fortement des énergies fossiles importées à 2050.** Echouer sur les chantiers, que ce soit par manque d'ambition, par manque de moyens, ou à cause de crises extérieures, mène à une décarbonation très insuffisante. L'inaction maintient la France prisonnière de la double contrainte carbone.

Réussite haute de tous les chantiers

Nous avons tout d'abord simulé une trajectoire avec **réussite haute de tous les chantiers étudiés.**

Dans cette configuration, **les émissions de CO₂ baissent rapidement et fortement.** La France atteint la neutralité carbone, pour le CO₂ seul, dans le milieu de la décennie 2040. A l'horizon 2050, les émissions nettes sont même négatives, c'est-à-dire que les puits dépassent les émissions brutes – ce qui permet d'entrer dans une phase où la France absorbe chaque une part du surplus de CO₂ dans l'atmosphère, étape nécessaire pour rester sous les + 2°C d'ici 2100.

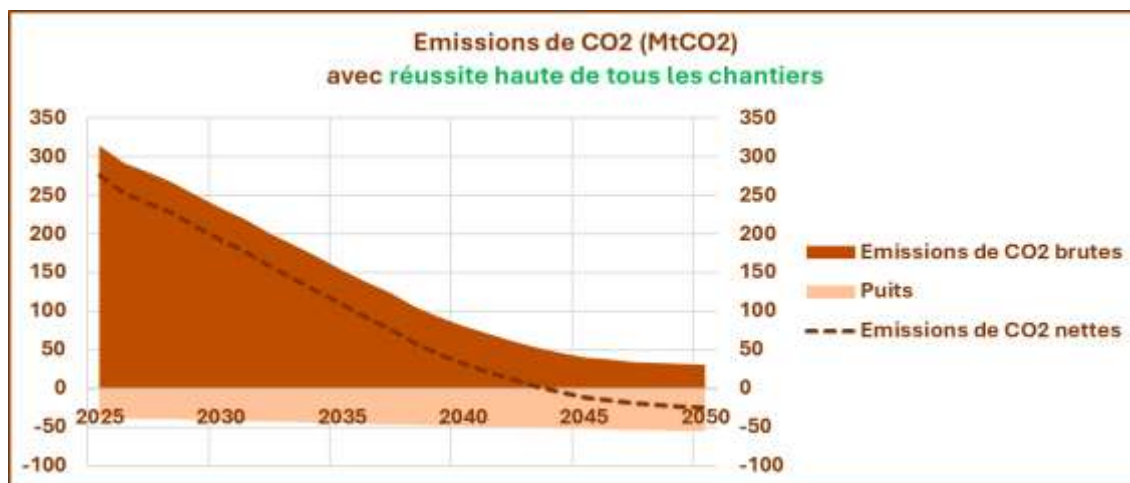


Figure 36 : Emissions de CO₂ avec réussite haute de tous les chantiers

Les **émissions de l'ensemble des GES** baissent elles-aussi rapidement et fortement, la France tend fortement vers la neutralité carbone, pour l'ensemble des GES, à l'horizon 2050.

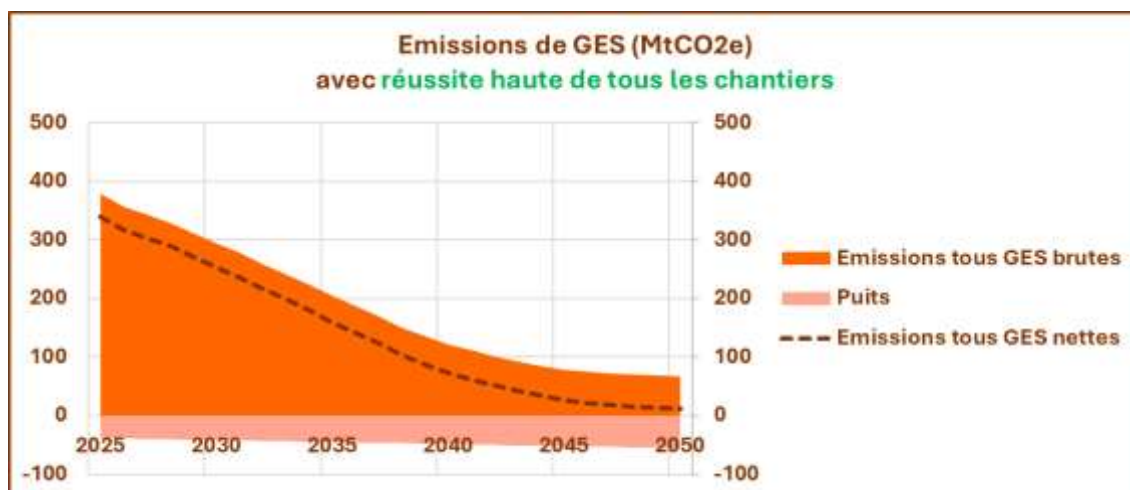


Figure 37 : Emissions tous GES avec réussite haute de tous les chantiers

Le **cumul des émissions de CO₂** cesse d'augmenter à l'atteinte de la neutralité carbone. La France est alors loin d'avoir consommé toute sa part du budget carbone permettant de rester sous les +2°C de réchauffement climatique à l'horizon 2050 : elle a préservé environ 60 % de ce budget. Le cumul diminue même légèrement à la fin de la période sous l'effet des émissions nettes négatives.

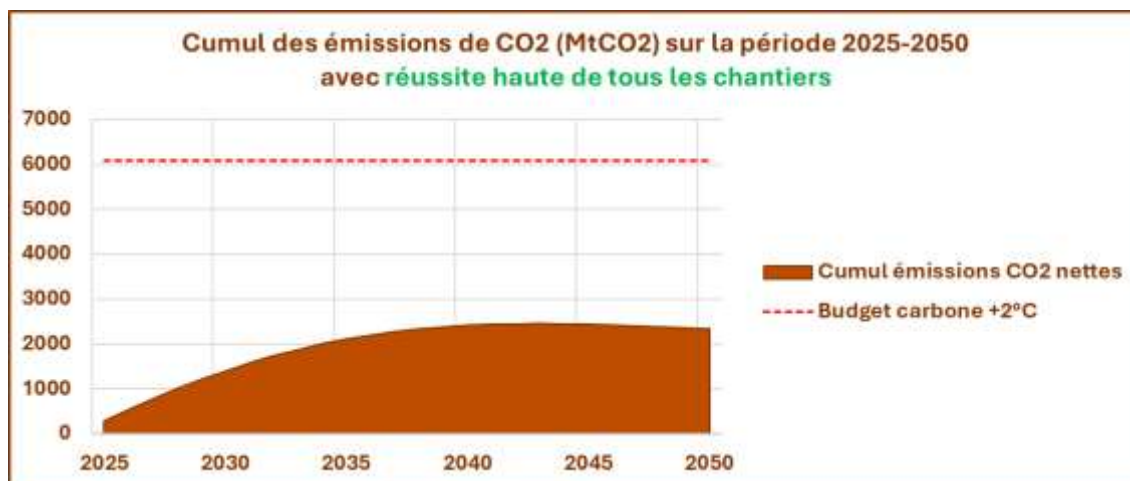


Figure 38 : Cumul des émissions de CO₂ avec réussite haute de tous les chantiers

Enfin, la France sort presque totalement des énergies fossiles à l'horizon 2050. Elle n'en consomme plus qu'une centaine de TWh, contre plus de 1 100 TWh aujourd'hui. Ce qui persiste est principalement du GPL, du naphta ou encore du bitume (tous englobés dans « autres fossiles » dans la Figure 39), notamment pour les usages matières – c'est-à-dire en tant que matières premières difficilement substituables dans l'industrie⁴⁴⁷. La France ne consomme plus de quantité significative d'essence fossile, de diesel fossile, de kérosène fossile, de fioul fossile ou encore de gaz fossile. L'essentiel de ses dépendances fossiles restantes sont localisées en dehors de ses frontières, contenues dans les biens et services qu'elle importe – enjeu non étudié dans le présent travail.

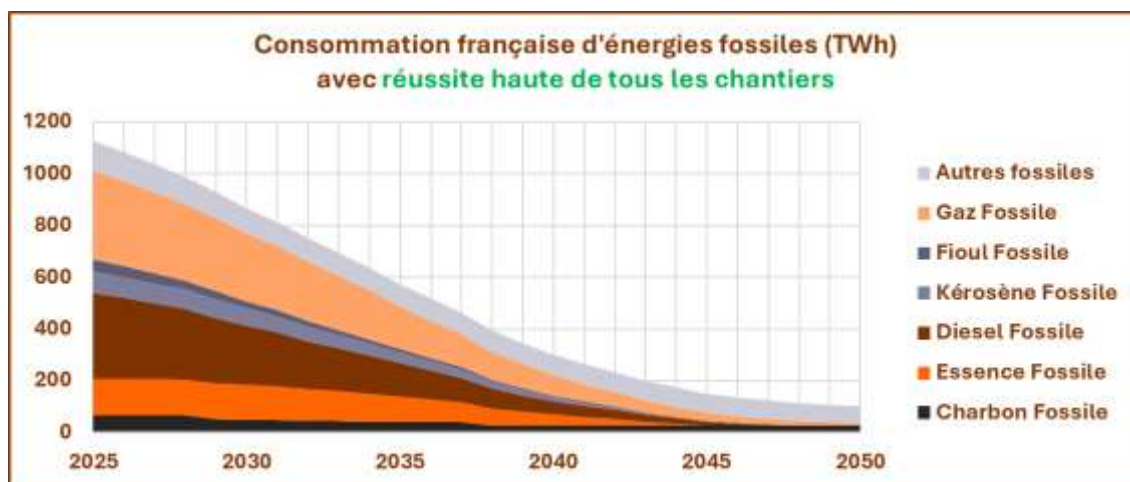


Figure 39 : Consommation d'énergies fossiles avec réussite haute de tous les chantiers

Réussite intermédiaire de tous les chantiers

Nous avons ensuite simulé une trajectoire avec **réussite intermédiaire de tous les chantiers étudiés**.

⁴⁴⁷ Nous n'avons pas étudié ici les leviers qui permettraient de substituer ces matières fossiles par des matières issues de la biomasse, par exemple le déploiement des bioplastiques. Ils réduiraient cette consommation résiduelle, mais auraient pour contrepartie une consommation de biomasse plus grande.

Dans cette configuration, **les émissions de CO₂** baissent moins fortement et moins rapidement que dans la configuration précédente. La France n'atteint plus la neutralité CO₂ sur la période concernée – et est encore plus éloignée de la neutralité carbone « tous GES ». En 2050, les émissions de CO₂ nettes sont encore d'environ 50 MtCO₂ – et les émissions brutes sont du même ordre, les puits étant ici proches de zéro. Il s'agit toutefois d'une baisse très significative bien qu'insuffisante : les émissions ont environ été divisées d'un facteur 6 par rapport à 2025.

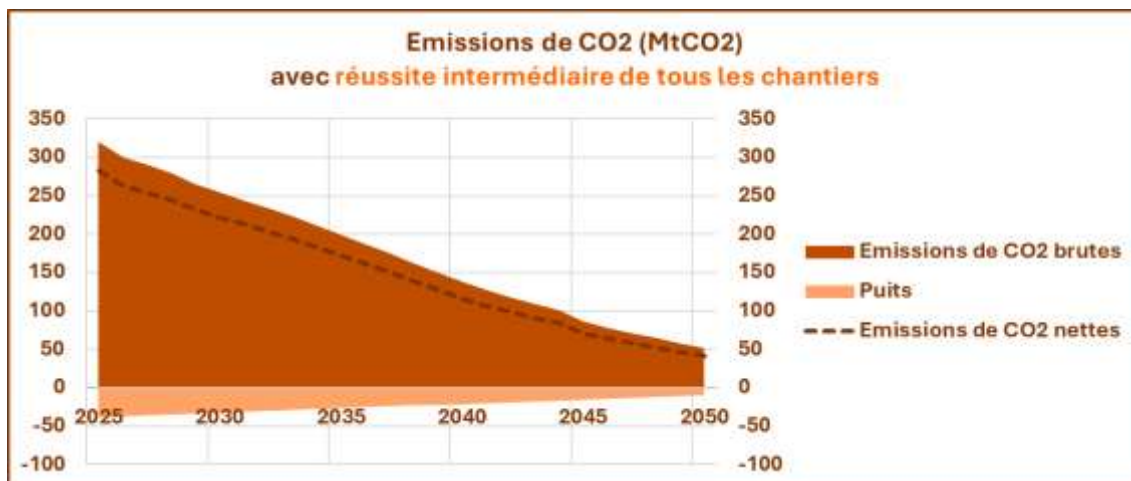


Figure 40 : Emissions de CO₂ avec réussite intermédiaire de tous les chantiers

Les **émissions nettes de l'ensemble des GES** s'élèvent à près de 100 MtCO_{2e} en 2050, bien loin également de la neutralité carbone. Toutefois, il s'agit d'une baisse très importante, d'un facteur 4 environ par rapport à 2025.

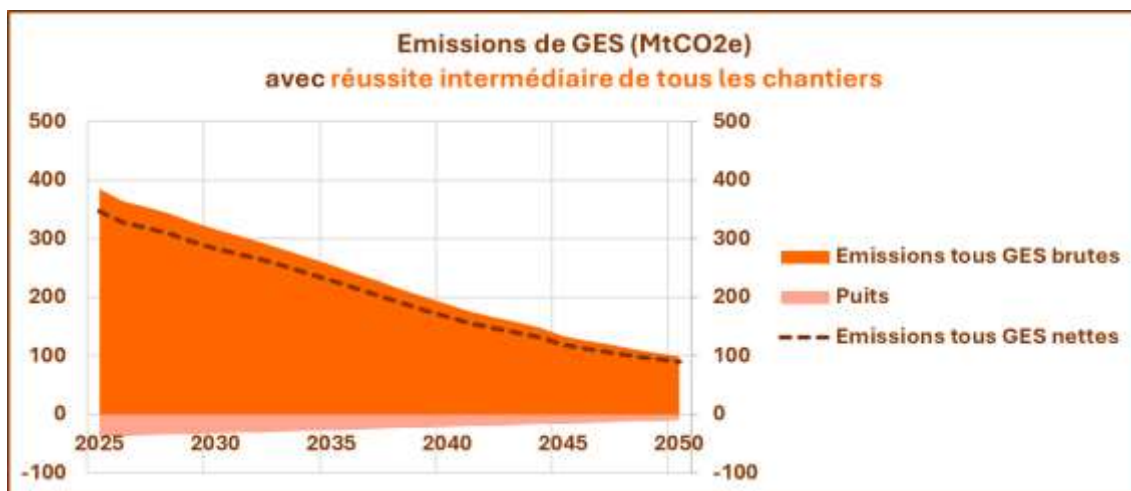


Figure 41 : Emissions tous GES avec réussite intermédiaire de tous les chantiers

Le **cumul des émissions de CO₂** de la période n'excède pas, là non plus, le budget carbone correspondant à la contribution française au respect des +2°C. Il s'en rapproche toutefois bien davantage que dans la configuration précédente : il ne reste qu'environ un tiers du budget actuel à l'horizon 2050. **Pour stabiliser ce cumul, les efforts de décarbonation doivent se poursuivre au-delà de 2050, jusqu'à atteindre la neutralité carbone.**

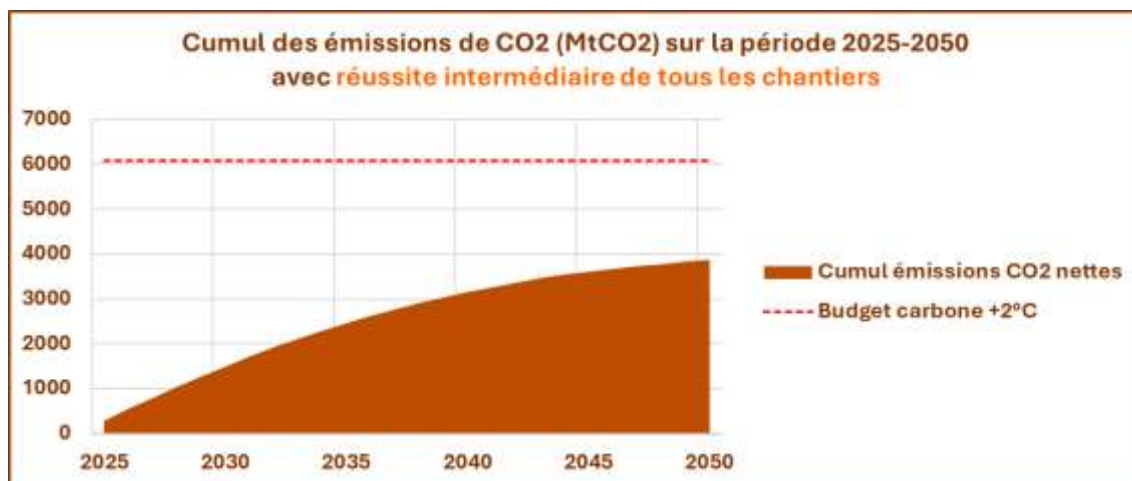


Figure 42 : Cumul des émissions de CO₂ avec réussite intermédiaire de tous les chantiers

Enfin, la sortie des énergies fossiles n'est pas totale. La France consomme encore 200 TWh à l'horizon 2050, ce qui n'est pas négligeable. Il s'agit toutefois d'une forte réduction par rapport à la consommation actuelle, de plus de 1100 TWh. Remarquons notamment que la France consomme toujours près de 100 TWh de gaz fossile (contre près de 400 TWh environ aujourd'hui), soit une dépendance significative à cette ressource importée pour l'industrie et le bâtiment, les principaux secteurs consommateurs.

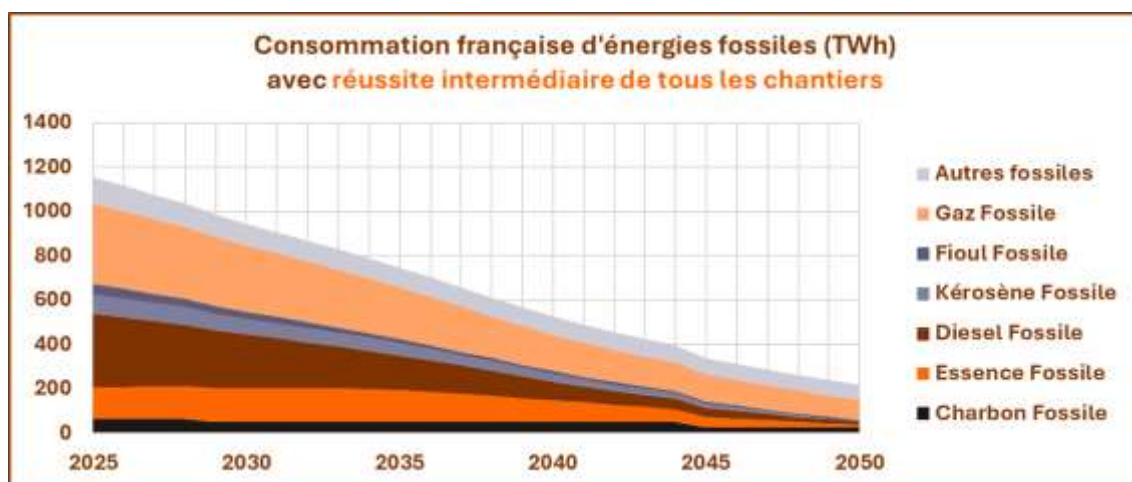


Figure 43 : Consommation d'énergies fossiles avec réussite intermédiaire de tous les chantiers

Réussite basse de tous les chantiers

Nous avons enfin simulé une trajectoire avec **réussite basse de tous les chantiers étudiés**.

Dans cette configuration, la France est bien loin de la neutralité carbone en 2050. Les **émissions nettes de CO₂** sont encore d'environ 150 MtCO₂ à cet horizon, soit la moitié des émissions actuelles.

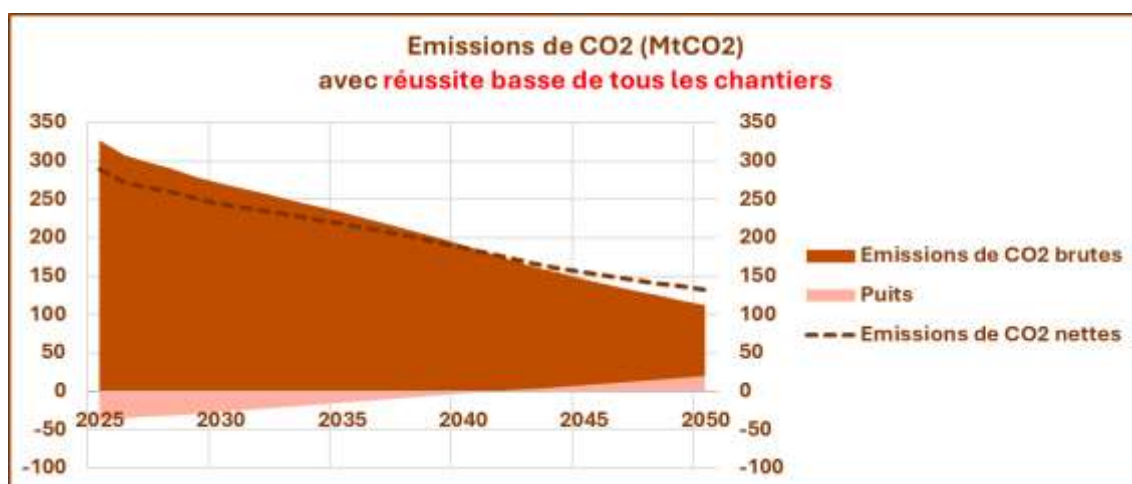


Figure 44 : Emissions de CO₂ avec réussite basse de tous les chantiers

Remarque : Malgré le fait que tous les chantiers soient en variante basse, nous observons tout de même une baisse des émissions par rapport à 2025. Cette baisse, si elle est très insuffisante, est néanmoins significative : un facteur 2 environ. Cela vient, d'une part, des évolutions « hors-chantiers », qui constituent la toile de fond du présent exercice, indépendamment des variantes retenues pour les chantiers étudiés : ces évolutions hors-chantiers se déroulent bien quelle que soit la configuration retenue, et font donc « automatiquement » une partie du travail de décarbonation dans nos simulations. Cela vient, d'autre part, du contenu des variantes basses : celles-ci correspondent généralement à un tendanciel peu ambitieux, mais pas à un arrêt de la décarbonation du secteur concerné, celle-ci se poursuit donc même dans ce cas de figure, à un rythme très insuffisant toutefois.

Les **émissions nettes de l'ensemble des GES** baissent là aussi de manière très insuffisante : la France émet encore près de 200 MtCO_{2e} à 2050, soit plus de la moitié des 350 MtCO_{2e} nettes de 2025.

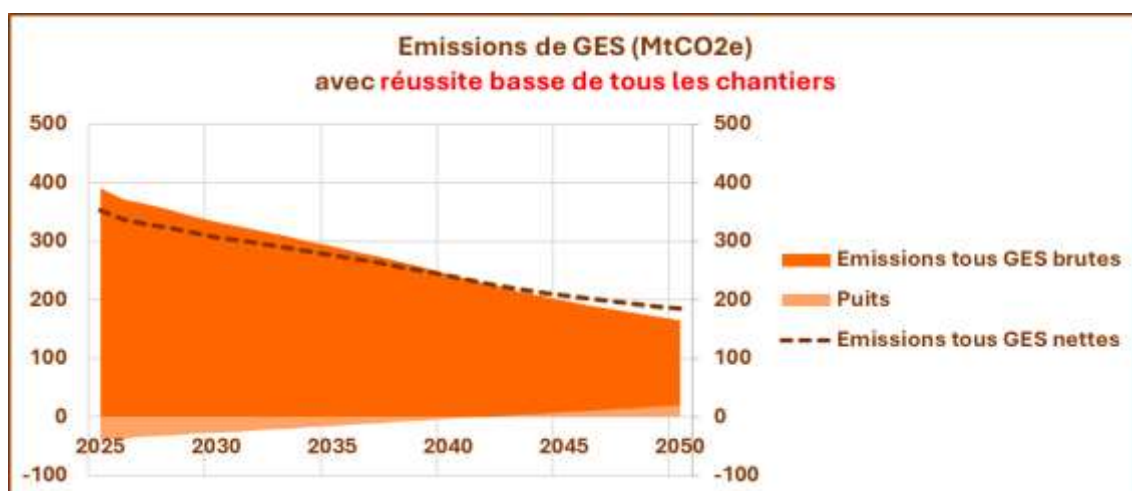


Figure 45 : Emissions tous GES avec réussite basse de tous les chantiers

Le **cumul des émissions nettes de CO₂** atteint un niveau rédhitoire, avoisinant le budget carbone relatif au +°2C de réchauffement. Il ne reste plus qu'environ 15 % de ce budget en 2050. Sans effort drastique de réduction des émissions après 2050, ce budget serait entièrement consommé au cours de la décennie 2050. Dans cette configuration, la France ne

peut pas respecter l'Accord de Paris. Notons qu'en dégradant la « toile de fond » hors-chantiers pour décrire de manière plus réaliste une décarbonation à l'arrêt dans le pays, le cumul des émissions excéderait le budget carbone + 2°C de la France bien avant 2050.

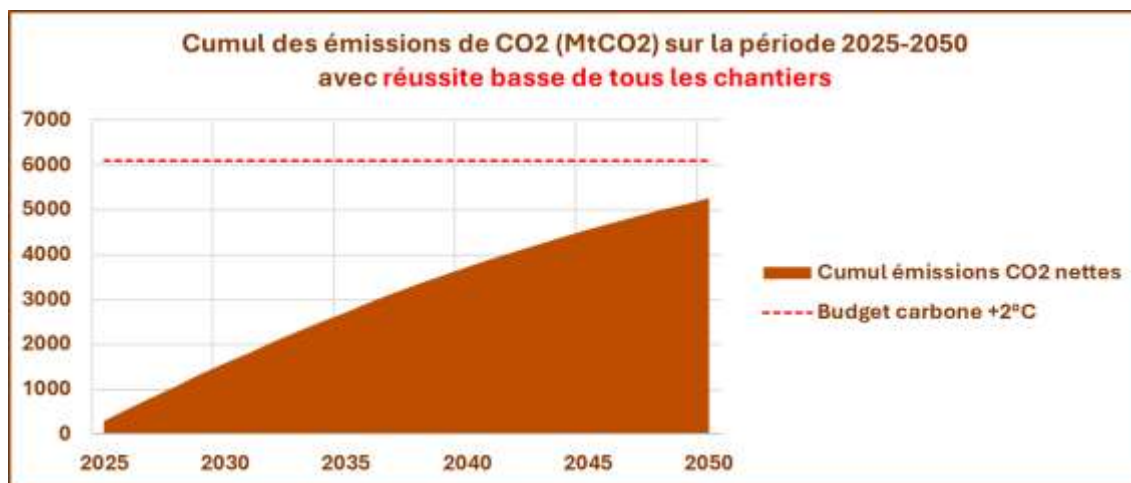


Figure 46 : Cumul des émissions de CO₂ avec réussite basse de tous les chantiers

Enfin, la France reste fortement dépendante des énergies fossiles en 2050. Sa consommation diminue trop peu et trop lentement, la laissant vulnérable aux importations d'hydrocarbures sur toute la période. Elle consomme encore plus de 450 TWh d'énergies fossiles en 2050. Elle consomme notamment 200 TWh de gaz fossile, soit plus de la moitié de sa consommation actuelle, maintenant donc les secteurs du bâtiment et de l'industrie dans une forte dépendance. Elle consomme aussi environ 120 TWh de carburants liquides fossiles – essence, diesel et kérosène – ce qui constitue une dépendance significative au pétrole pour les transports.

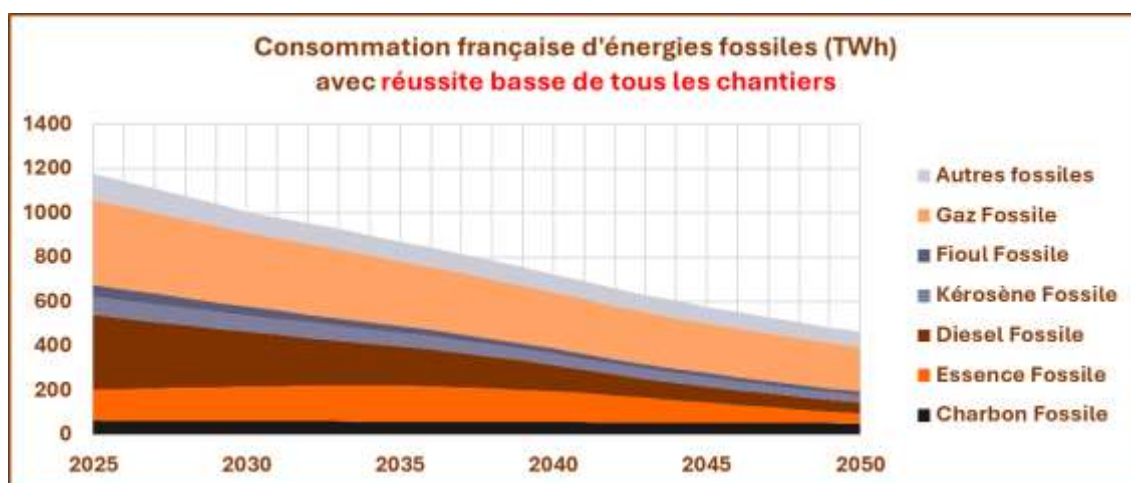


Figure 47 : Consommation d'énergies fossiles avec réussite basse de tous les chantiers

Comparatif

La Figure 48 récapitule les trajectoires de réussite totale (toutes les variantes hautes), de réussite partielle (toutes les variantes intermédiaires) et d'échec total (toutes les variantes

basses) des chantiers, en termes d'émissions nettes de CO₂ et de GES, de cumul des émissions de CO₂, et de consommation d'énergie fossile.

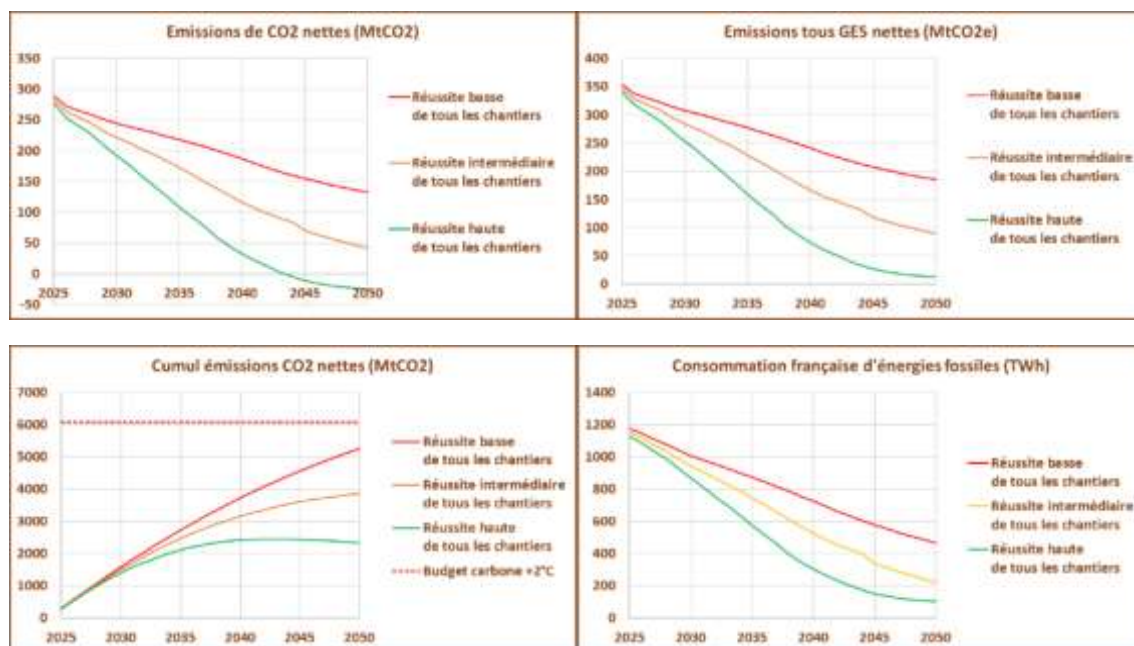


Figure 48 : Emissions de CO₂ nettes, Emissions de GES nettes, Cumul des émissions de CO₂ nettes, Consommation française d'énergie fossiles, avec réussite basse, intermédiaire et haute de chaque chantier

La réussite ou l'échec des chantiers a un impact décisif sur la réussite ou l'échec de la décarbonation française dans son ensemble. Une réussite de tous les chantiers conduit à une France neutre en carbone en 2050, respectant l'Accord de Paris, et libérée de sa dépendance aux importations d'hydrocarbures. Un échec de tous les chantiers conduit à une France encore fortement émettrice en 2050, ne pouvant plus respecter l'Accord de Paris, et restant fortement dépendante des énergies fossiles : l'industrie et le bâtiment dépendent encore du gaz fossile, les transports dépendent encore du pétrole. Un succès partiel des chantiers conduit à une situation intermédiaire : la France échoue à atteindre son objectif de neutralité carbone, mais les émissions ont fortement baissé sur la période ; il est encore possible de respecter l'Accord de Paris, mais cela implique de poursuivre les efforts après 2050 ; la France dépend encore des importations d'hydrocarbures, mais cette dépendance est limitée.

Enseignement n°2 - La préservation des puits de carbone naturels, agricoles et forestiers doit être visée pour sécuriser la décarbonation. Nous ne contrôlons pas entièrement cette préservation, à cause des incertitudes liées au changement climatique. La réduction drastique des émissions brutes reste absolument indispensable.

La préservation des puits de carbone naturels, agricoles et forestiers, jouera un rôle majeur pour tendre vers la neutralité carbone. Ils pourront contribuer à capter environ 45 MtCO₂/an en cas de pleine réussite des chantiers de préservation. Mais ils pourront aussi devenir *émetteurs* de 30 MtCO₂/an en cas d'échec total. Il faut donc une ambition élevée et des moyens adéquats en matière de préservation de ces puits naturels⁴⁴⁸.

Le changement climatique rend malheureusement leur évolution largement incertaine (incendies, maladies, sécheresses, inondations...). Il faut donc mener ces chantiers de préservation et de reconstitution de puits naturels, mais ne pas compter sur leur pleine réussite future. Ainsi il ne faut aucunement relâcher les efforts en matière de baisse des émissions brutes en misant sur une hypothétique réussite des puits naturels.

Le niveau total des puits comprend également les puits technologiques. Compte tenu de leur niveau de maturité modéré et de leur absence de déploiement en France, nous retenons l'hypothèse prudente de 10 MtCO₂/an à 2050⁴⁴⁹. Ces puits technologiques ne font pas l'objet de variantes, ils sont déployés dans toutes nos simulations.

Les puits naturels et technologiques capteront, au total, environ 55 MtCO₂/an en cas de réussite haute des puits naturels, et émettront 20 MtCO₂/an en cas de réussite basse des puits naturels. Notons donc, d'une part que la variabilité est importante, et d'autre part que la réussite haute ne permet d'absorber qu'environ 15 % des émissions de GES actuelles, d'environ 380 MtCO₂. **L'essentiel de l'effort de décarbonation va donc reposer sur la baisse des émissions brutes.**

⁴⁴⁸ Lire Chapitre n°19 : Préserver et étendre les puits de carbone naturels, agricoles et forestiers

⁴⁴⁹ BECCS est l'acronyme anglais pour « Bioenergy with Carbon Capture and Storage ». Il s'agit d'une technologie consistant à capter du CO₂ en sortie de procédés industriels ou de centrales électriques utilisant de la biomasse en entrée, ou encore de méthaniseurs. Ainsi le carbone initialement capté par la biomasse via la photosynthèse est capturé et stocké sous terre, ce qui revient à l'extraire durablement de l'atmosphère, et correspond donc à des émissions négatives.

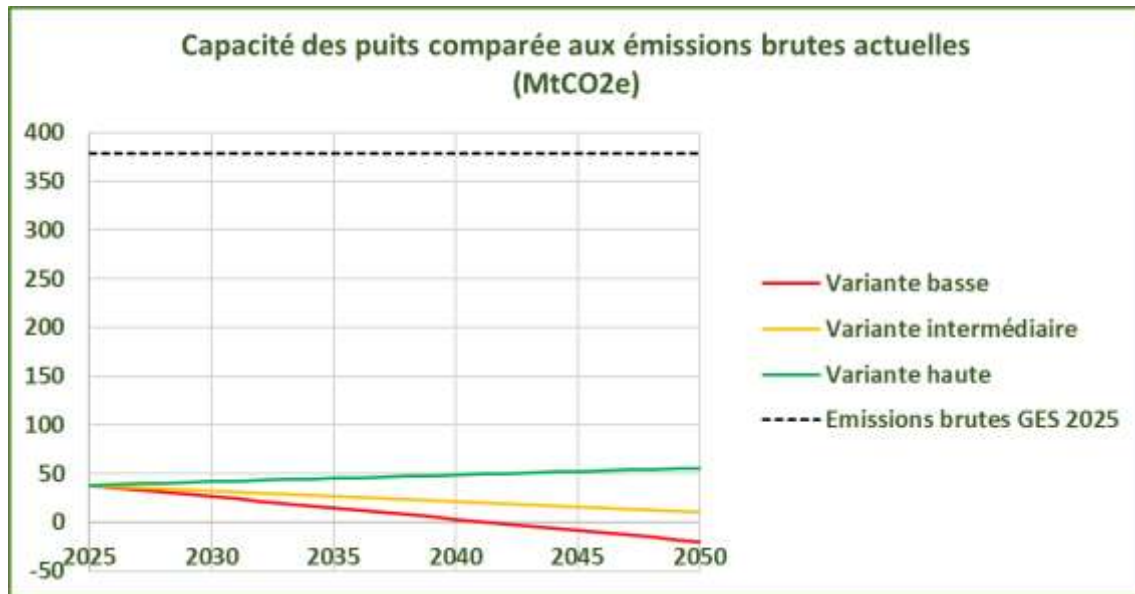


Figure 49 : Capacité des puits comparée aux émissions brutes actuelles

Remarquons enfin que les puits ne jouent que sur la première contrainte carbone, en réduisant nos émissions nettes et donc notre contribution au changement climatique, mais ils n'allègent en rien la seconde contrainte carbone. **Les puits ne modifient pas notre vulnérabilité aux importations d'hydrocarbures**, ils ne réduisent pas notre consommation d'énergies fossiles.

Enseignement n°3 - Il est nécessaire de réduire significativement les émissions de GES non-énergétiques pour atteindre la neutralité carbone. Cela nécessite une transformation importante des pratiques agricoles et de certains procédés industriels. La réussite partielle, ou l'échec de ces transformations laisserait un talon important d'émissions à long terme, qui ne pourraient être compensées que par des puits incertains.

Les émissions de GES non-énergétiques englobent principalement les émissions de méthane et de protoxyde d'azote de l'agriculture et les émissions de procédés de l'industrie⁴⁵⁰.

Les émissions agricoles de méthane peuvent être fortement réduites grâce à une baisse des cheptels bovins, une baisse qui doit toutefois être maîtrisée et sélective⁴⁵¹. **Les émissions agricoles de protoxyde d'azote peuvent être fortement réduites grâce à un moindre recours aux engrais azotés de synthèse**, notamment permis par le déploiement des légumineuses⁴⁵². Les variantes hautes des chantiers élevage et azote conduisent à l'évolution suivante des émissions de méthane et de protoxyde d'azote de la France.

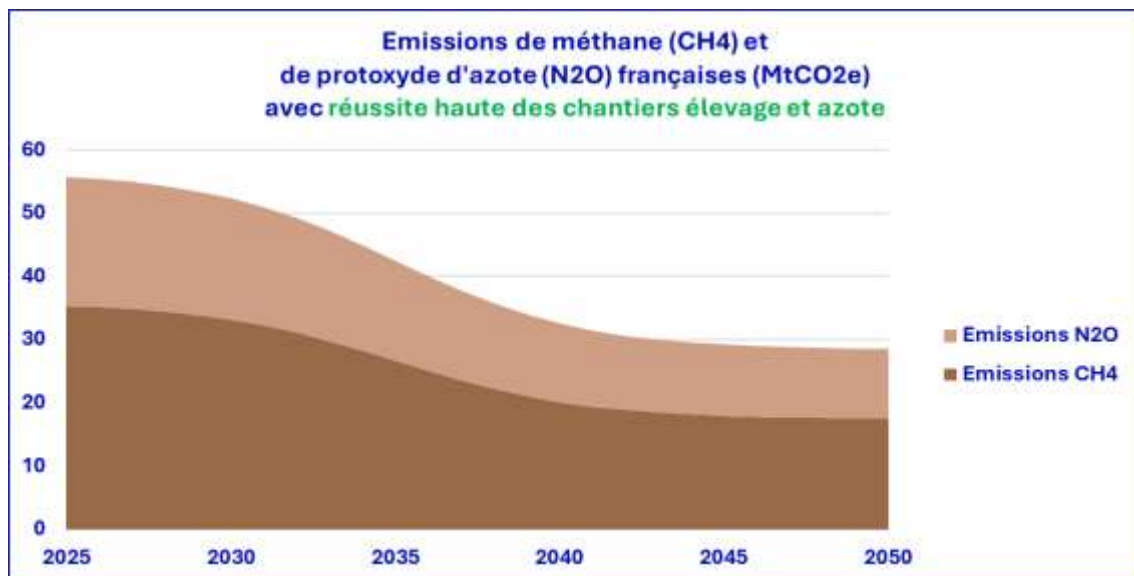


Figure 50 : Emissions de CH₄ et de N₂O avec réussite haute des chantiers élevage et azote

Il est donc possible de diviser environ d'un facteur deux les émissions de méthane et de protoxyde d'azote. Les supprimer totalement à 2050 semble toutefois très difficile, sauf à parier sur des changements comportementaux (régime alimentaire) et organisationnels (culture massive de légumineuses, réduction et recomposition profonde des filières d'élevage...) beaucoup plus importants encore que dans nos variantes hautes. Par contre, les émissions résiduelles – i.e. les plus difficiles à réduire, ne peuvent être compensées que par les puits de carbone naturels et (dans une moindre mesure) technologiques. Or le niveau de ces puits à 2050 est incertain.

⁴⁵⁰ Plus de détails ci-dessus dans la définition des familles de leviers.

⁴⁵¹ Lire Chapitre n°15 : Permettre le maintien et la transition vers des systèmes d'élevages résilients et bas carbone et Chapitre n°19 : Préserver et étendre les puits de carbone naturels, agricoles et forestiers.

⁴⁵² Lire Chantier n°14 : Transformer la gestion de l'azote dans les systèmes agricoles et alimentaires

La réussite des chantiers élevage et azote est critique pour la baisse des émissions non-énergétiques, comme l'illustre le graphique suivant qui compare réussite haute, intermédiaire et basse des chantiers en question.

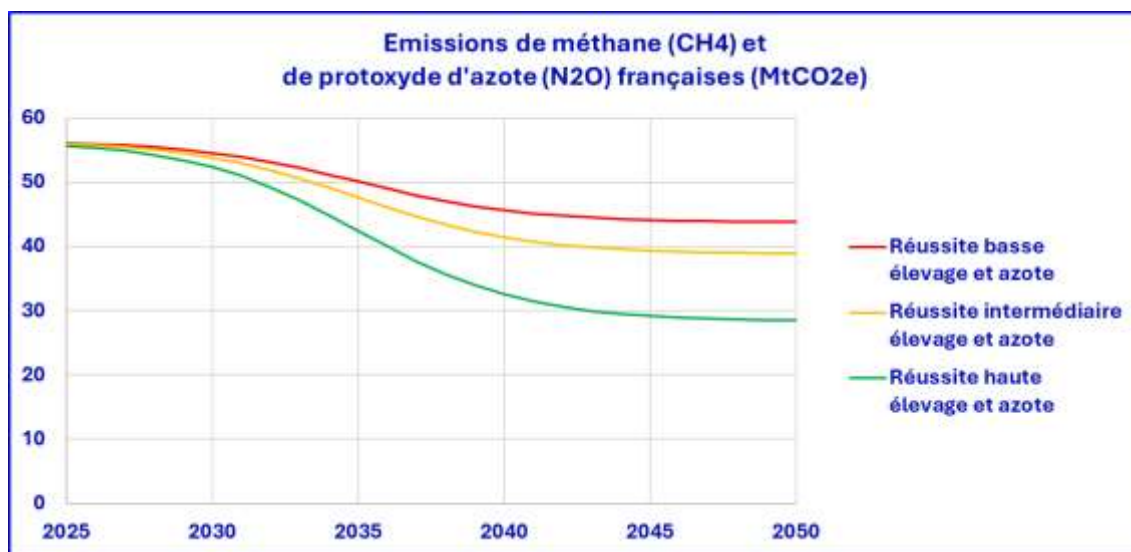


Figure 51 : Emissions de CH₄ et de N₂O selon réussite des chantiers élevage et azote

Les émissions de procédé de l'industrie proviennent de plusieurs sources : acier, ciment et chaux, chimie, raffineries, aluminium, papier ou encore verre.

Ces émissions peuvent être fortement réduites, pour l'**acier** en remplaçant progressivement les hauts fourneaux à charbon par des fours à arcs électriques et des procédés H₂-DRI-EAF ; pour le **ciment** et la **chaux**, en déployant du CCS sur les grands sites, en complément de la baisse du taux de clinker ; dans la production d'**ammoniac**, en remplaçant les vaporeformeurs au gaz fossile par des électrolyseurs ; dans les **raffineries**, en réduisant fortement les volumes et en remplaçant l'hydrogène fossile par de l'hydrogène bas carbone. Dans l'aluminium, le verre et le papier, aucun levier de décarbonation des émissions de procédés n'est ici mis en œuvre. Pour l'ensemble des secteurs, les efforts d'amélioration continue (efficacité, etc.) et de sobriété ont une influence sur les volumes de GES de procédés émis.

Sur les 25 MtCO₂ émises annuellement, environ 9 MtCO₂ proviennent de l'acier, qui est donc dimensionnant dans l'ensemble. **Les émissions de procédés de l'acier peuvent être fortement réduites en convertissant les hauts-fourneaux actuels, fonctionnant au charbon, à la réduction directe du minerai de fer par de l'hydrogène bas carbone, dite « H₂-DRI »⁴⁵³.** La variante haute du chantier acier et l'ensemble des évolutions « hors-chantiers » des autres secteurs industriels conduisent à l'évolution suivante des émissions de procédés de la France.

⁴⁵³ Lire Chantier n°11 : Produire de l'acier bas-carbone en France

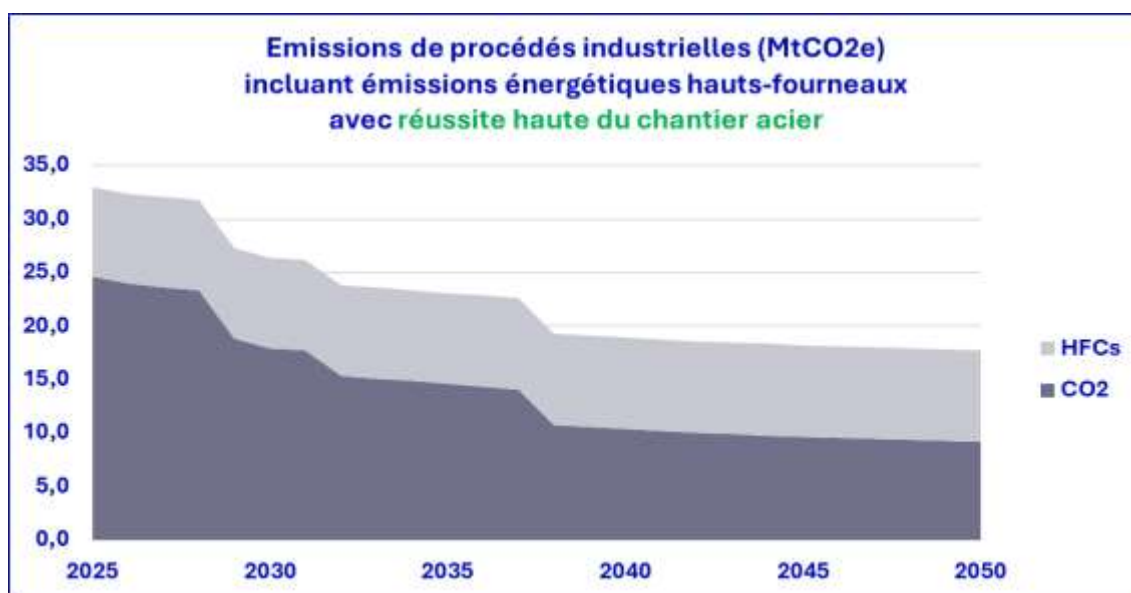


Figure 52 : Emissions de procédés de l'industrie avec réussite haute du chantier acier

Il est donc possible de diviser environ d'un facteur deux les émissions de procédés industrielles. Notons que les émissions de procédés industrielles n'incluent pas uniquement des émissions de CO₂, mais également celles d'autres GES tels que les HFCs⁴⁵⁴, qui proviennent de l'usage de gaz réfrigérants, notamment dans la chimie. Les émissions de ces gaz ont déjà été fortement réduites ces dernières décennies et n'ont pas fait ici l'objet d'une analyse approfondie, nous ne supposons donc pas de baisse particulière de leurs émissions sur la période concernée, ce qui est conservatif.

La réussite du chantier acier est critique pour la baisse de l'ensemble des émissions de procédés industriels, comme l'illustre le graphique suivant qui compare réussite haute, intermédiaire et basse du chantier en question.

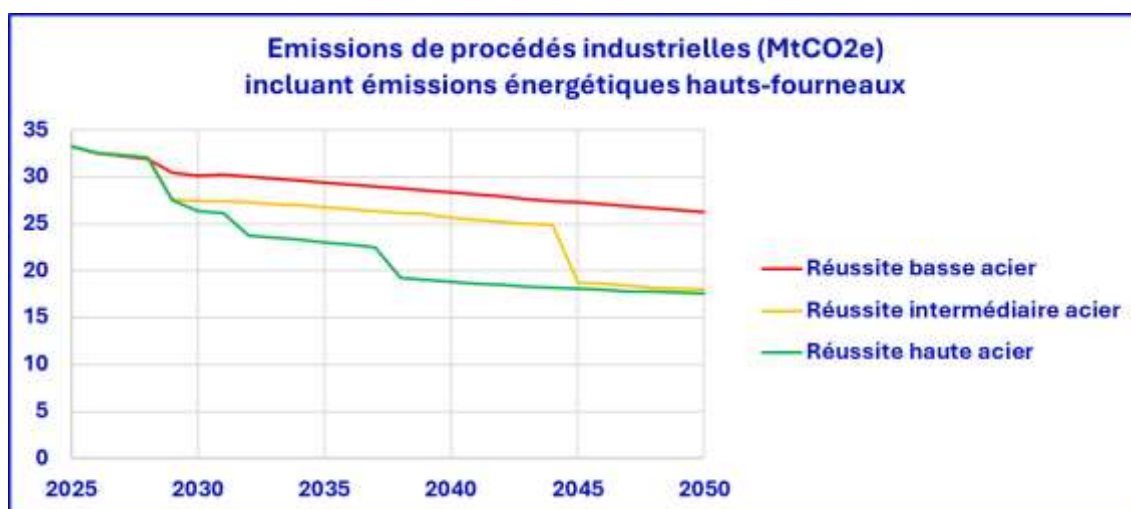


Figure 53 : Emissions de procédés de l'industrie selon réussite du chantier acier

⁴⁵⁴ Hydrofluorocarbures

Remarque : Dans le cas particulier des hauts-fourneaux, il est très compliqué de distinguer réellement les émissions liées au procédé lui-même et celles liées à la combustion de l'énergie utilisée, les deux sont donc agrégées ici.

Notons enfin que certains sites industriels sont pertinents pour l'installation de CCS⁴⁵⁵, permettant de capter et de stocker leurs émissions. **Le CCS est particulièrement pertinent pour les émissions de procédés pour lesquelles il n'existe pas de procédé alternatif, notamment celles induites par la calcination du calcaire dans la production de chaux et de ciment.** Suivant les variantes CCS, le CCS permettra de capter 0 MtCO₂/an (variante basse), 1,5 MtCO₂/an (variante intermédiaire) ou 3 MtCO₂/an (variante haute) à l'horizon 2050.

Les émissions de procédés résiduelles, qui ne peuvent ni être réduites par un changement de procédé (acier, production d'ammoniac et d'engrais azotés) ni être captées par du CCS (ciment, chaux), sont difficilement compressibles, elles ne pourront être compensées que par les puits de carbone naturels et (dans une moindre mesure) technologiques. Or le niveau de ces puits à 2050 est incertain.

⁴⁵⁵ Carbone Capture and Storage, lire Chantier n°13 : Capter, stocker et valoriser le CO₂ industriel résiduel

Enseignement n°4 - L'électrification massive des usages (transports, bâtiments, industrie) est incontournable pour une décarbonation poussée de l'économie française. Elle est conditionnée à une transformation rapide des équipements (véhicules, chauffages, procédés industriels).

La décarbonation de l'économie se jouera au premier ordre sur l'électrification large et rapide des équipements : véhicules routiers électriques, pompes à chaleur, procédés industriels à l'électricité ou à l'hydrogène lui-même produit à partir d'électricité⁴⁵⁶. La trajectoire de baisse des émissions et de sortie des énergies fossiles sera directement fonction du niveau de réussite atteint sur l'électrification des équipements.

Le graphique ci-dessous représente l'impact de la réussite de trois chantiers majeurs d'électrification, voitures (et véhicules utilitaires) électriques (VE), poids-lourds électriques (PLE) et pompes à chaleur (PAC), sur la baisse des émissions de CO₂ énergétiques⁴⁵⁷ à 2050.

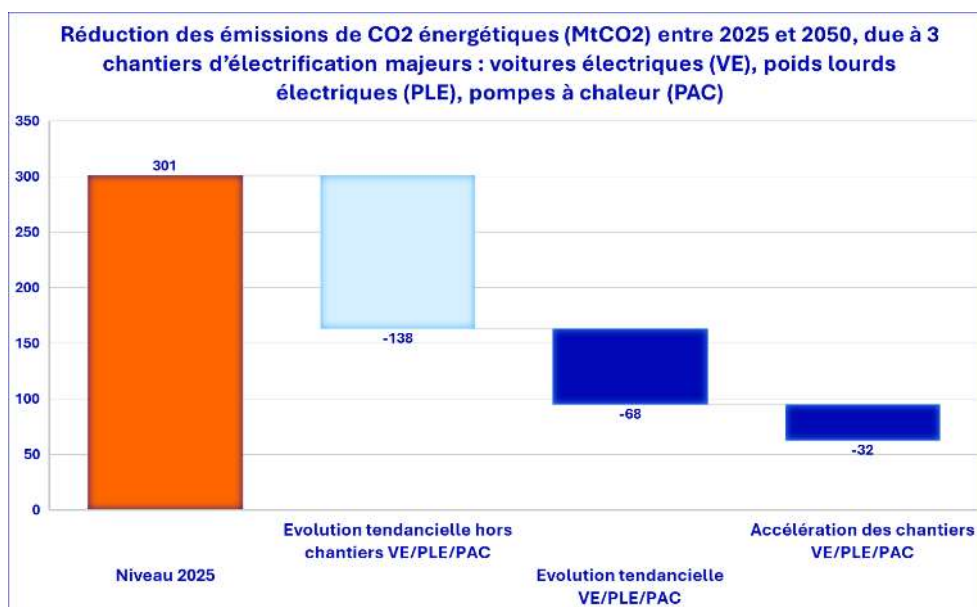


Figure 54 : Réduction des émissions de CO₂ énergétiques due au déploiement des voitures électriques, des poids-lourds électriques et des pompes à chaleur

La réussite des trois chantiers d'électrification VE, PLE et PAC permet d'abattre un tiers des émissions de CO₂ énergétiques actuels. En partant d'un niveau initial d'émissions de CO₂ énergétiques d'environ 300 MtCO₂ en 2025, l'évolution tendancielle des chantiers VE, PLE et PAC (variantes basses) permet déjà d'abattre près de 70 MtCO₂ par an à l'horizon 2050⁴⁵⁸. L'accélération de ces déploiements permet d'abattre 30 Mt CO₂ supplémentaires (20 MtCO₂ pour les variantes intermédiaires, et plus de 10 MtCO₂ supplémentaires pour les variantes hautes), soit 100 MtCO₂ en tout. En ajoutant à cela les autres chantiers basés sur l'électrification, y compris indirecte via le recours à l'hydrogène électrolytique – H₂ bas-carbone, acier bas-carbone, eSAF ; et en ajoutant les évolutions hors-chantiers – bus électriques, autocars électriques, motos électriques, cyclomoteurs électriques, électrification

⁴⁵⁶ Lire les chantiers sur la [voiture électrique](#), [poids-lourds électriques](#), [pompes à chaleur](#) ou encore [hydrogène bas-carbone](#).

⁴⁵⁷ C'est-à-dire issues de la combustion des énergies fossiles, par opposition aux émissions de procédés.

⁴⁵⁸ Par comparaison à une situation hypothétique où ces 3 leviers seraient totalement neutralisés : 0 ventes de VE / PLE neufs et 0 installation de nouvelles PAC (hors remplacement) sur toute la période 2025-2050.

des TER diesel ou encore vélos à assistance électrique, l'impact total de l'électrification apparaîtrait plus impressionnant encore.

Cet impact est aussi particulièrement marquant en termes de dépendance énergétique à l'échelle des principaux secteurs concernés, transports et logement notamment⁴⁵⁹.

Electrification dans les transports. Le graphique ci-dessous représente l'impact de la réussite du déploiement des VE et PLE sur la consommation d'essence et de diesel des transports à 2050.

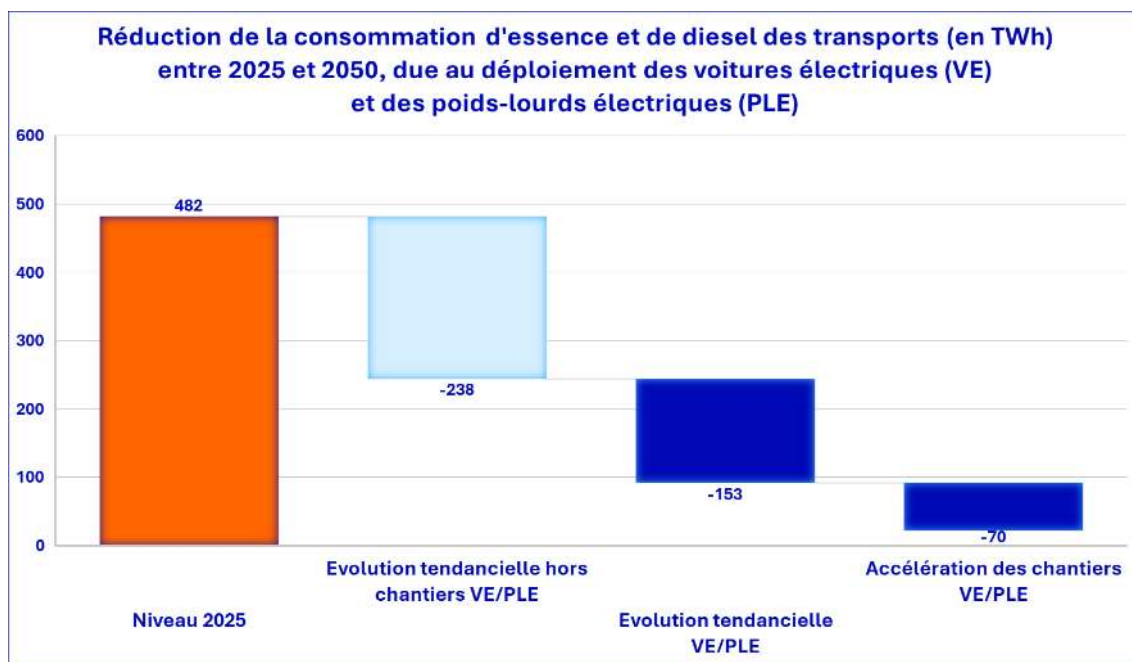


Figure 55 : Réduction de la consommation d'essence et de diesel des transports due au déploiement des voitures électriques et des poids-lourds électriques

La réussite des deux chantiers d'électrification VE et PLE permet de diviser quasiment par deux la consommation de carburants liquides du transport terrestre. En partant d'une consommation de près de 500 TWh en 2025, l'évolution tendancielle des chantiers VE et PLE réduit cette consommation de plus de 150 TWh par an à l'horizon 2050⁴⁶⁰. L'accélération de ces déploiements permet une réduction supplémentaire de 70 TWh (près de 50 TWh si les variantes intermédiaires sont atteintes, et plus de 20 TWh supplémentaires si les variantes hautes sont atteintes), soit plus de 220 TWh en tout.

Electrification dans le logement. Le graphique ci-dessous représente l'impact de la réussite du déploiement des PAC sur la consommation de gaz et de fioul du logement à 2050.

⁴⁵⁹ L'électrification joue aussi un rôle majeur dans le tertiaire, via le déploiement des PAC dans les bâtiments tertiaires mais, en l'absence de modèle tertiaire plus fin, nous ne sommes pas ici en mesure d'isoler cet effet du reste (rénovation des bâtiments tertiaires par exemple). L'électrification joue également un rôle crucial dans l'industrie, celui-ci prenant de nombreuses formes différentes suivant les secteurs industriels concernés : cela est couvert en partie par nos chantiers acier, H₂ et CCS, ainsi que par l'intégration d'un rythme d'électrification moyen des autres secteurs.

⁴⁶⁰ Par comparaison à une situation hypothétique où ces 2 leviers seraient totalement neutralisés : 0 ventes de VE / PLE neufs sur toute la période 2025-2050.

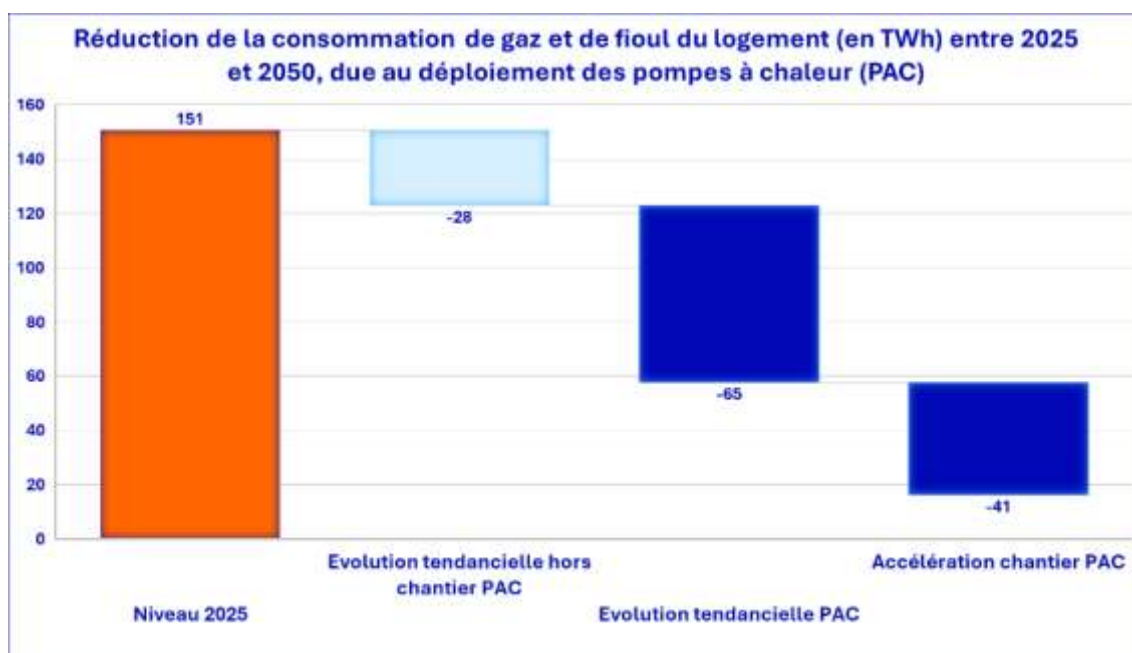


Figure 56 : Réduction de la consommation de gaz et de fioul du logement due au déploiement des pompes à chaleur

La réussite du chantier PAC permet de diviser par trois la consommation de gaz et de fioul du logement. En partant d'une consommation initiale d'environ 150 TWh en 2025, l'évolution tendancielle du déploiement des PAC permet de réduire cette consommation de 65 TWh par an à l'horizon 2050⁴⁶¹. L'accélération de ce déploiement permet une réduction supplémentaire de 40 TWh (25 TWh de réduction avec l'atteinte de la variante intermédiaire et plus de 15 TWh supplémentaires avec l'atteinte de la variante haute), soit plus de 100 TWh en tout.

Réussir l'électrification des équipements dans tous les secteurs est donc incontournable dans la décarbonation de l'économie française. Réussir le déploiement des VE et PLE permet une décarbonation poussée des transports, réussir le déploiement des PAC permet une décarbonation poussée du logement.

⁴⁶¹ Par comparaison à une situation hypothétique où ce levier serait neutralisé i.e. 0 installation de nouvelles PAC (hors remplacement) sur toute la période 2025-2050.

Enseignement n°5 - L'électrification des équipements va nécessiter une forte hausse de la production électrique bas-carbone française. Sécuriser cette électrification demande de réaliser simultanément les chantiers du nucléaire et des énergies renouvelables, et de maîtriser la consommation d'électricité.

1. L'électrification va induire une hausse de la consommation électrique

L'électrification des équipements va induire une hausse de la consommation française d'électricité. Celle-ci passe d'environ 450 TWh en 2025 à plus de 700 TWh en 2050 en cas de forte réussite (variante haute) des chantiers d'électrifications – avec variantes basses pour les autres chantiers (et en particulier ceux de maîtrise de la consommation). Le graphique ci-dessous illustre la façon dont cette hausse se décompose par secteur.

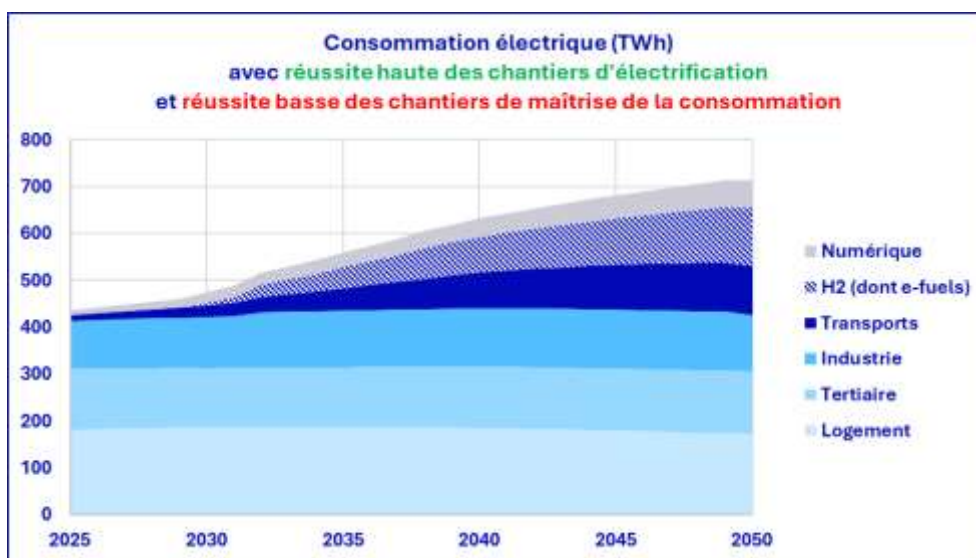


Figure 57 : Hausse de la consommation électrique induite par l'électrification

On constate que **la consommation est globalement stable dans le bâtiment, logement et tertiaire**, malgré la réussite haute du déploiement des PAC. Ceci vient du fait que les PAC ne remplacent pas uniquement des chaudières fossiles, au gaz et au fioul, mais également des chauffages électriques classiques dits à « effet Joule » : or ces derniers sont bien moins efficaces que les PAC, cette substitution tend donc à faire baisser la consommation électrique des bâtiments concernés. **L'industrie observe pour sa part une hausse limitée de consommation électrique directe** : les procédés sont électrifiés mais cela est en partie compensé par les gains d'efficacité (hors électrification). **Les transports connaissent une forte hausse de consommation électrique** : aujourd'hui marginale (moins de 15 TWh), celle-ci atteint plus de 100 TWh en 2050, principalement sous l'effet de l'électrification des parcs de voitures, d'utilitaires et de camions. **L'électricité nécessaire à la production d'hydrogène électrolytique augmente aussi fortement**, de zéro aujourd'hui à plus de 120 TWh en 2050, la majeure partie étant consacrée aux eSAF pour l'aérien. Enfin, **la consommation du numérique augmente fortement**, sous l'effet d'un déploiement important des centres de données, faiblement régulé dans ce cas : elle passe d'environ 10 TWh aujourd'hui à environ 60 TWh en 2050.

2. Cette hausse peut être limitée

Cette hausse peut toutefois être limitée par une maîtrise de la consommation d'énergie. Si, en plus de réussir les chantiers d'électrification (variantes hautes), la France réussit les chantiers de maîtrise de la consommation d'énergie (variantes hautes), alors la consommation électrique à 2050 reste inférieure à 600 TWh, contre plus de 700 TWh dans le cas précédent.

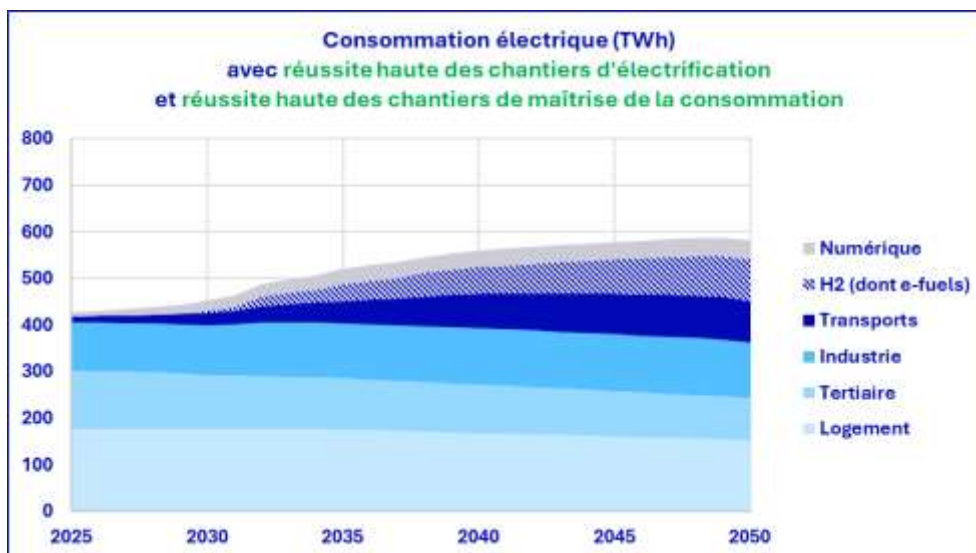


Figure 58 : Hausse de la consommation électrique avec maîtrise de la consommation

Ici la réussite haute des chantiers de maîtrise de la consommation permet une réduction **significative de la consommation électrique**, dans plusieurs secteurs : dans le bâtiment, sous l'effet d'une réussite haute de la rénovation du logement⁴⁶² et du tertiaire ; dans les transports, sous l'effet d'une réussite haute du report modal vers les mobilités actives⁴⁶³ et collectives⁴⁶⁴ (plus efficaces) ; dans la production d'hydrogène, en raison d'un moindre recours aux eSAF dans l'aérien (variante intermédiaire), permise par une baisse du trafic ; et enfin dans le numérique, via une forte maîtrise du déploiement des centres de données⁴⁶⁵.

Toutefois, **même avec une réussite haute des chantiers de maîtrise de la consommation, l'électrification massive conduit à une hausse de la consommation électrique française**, d'environ 450 TWh aujourd'hui à près de 600 TWh en 2050. Dans tous les cas, une décarbonation réussie induira donc une hausse de la consommation électrique, comprise entre +150 et + 250 TWh environ par rapport à aujourd'hui⁴⁶⁶. L'excédent de production que connaît actuellement la France, d'un peu moins de 100 TWh, ne suffira pas à y répondre. Par conséquent, **il faut augmenter la production électrique française.**

⁴⁶² Lire Chantier n°18 : Déployer les bioénergies de manière soutenable

⁴⁶³ Lire

Chantier n°1 : Déployer massivement le vélo

⁴⁶⁴ Lire Chantier n°2 : Étendre les transports en commun, Chantier n°4 : Massifier le train passagers et Chantier n°6 : Relancer le fret ferroviaire

⁴⁶⁵ Lire Chantier n°10 : Maîtriser le déploiement des centres de données

⁴⁶⁶ Notons que la hausse de consommation électrique pourrait être plus importante encore dans une optique de forte réindustrialisation, non analysée ici, et/ou en intégrant d'autres secteurs non-étudiés ici tel que le maritime – qui pourrait aussi avoir besoin de carburants de synthèse. Elle serait plus importante également si nos hypothèses de baisse des volumes et de gains d'efficacité, reconduites du PTEF, venaient à ne pas se réaliser entièrement.

3. Augmenter la production électrique française, nucléaire et renouvelable, sécurise l'électrification

Cette augmentation est un défi majeur, car une partie du parc nucléaire existant risque de devoir fermer d'ici à 2050, alors même que celui-ci assure aujourd'hui les deux tiers de la production électrique française. C'est la raison pour laquelle il est crucial de sécuriser la production future, au travers de la réussite d'un maximum de chantiers relatifs à la production d'électricité : **prolongation du parc nucléaire historique, lancement du nouveau nucléaire** (projet EPR2)⁴⁶⁷, et **poursuite du déploiement des énergies renouvelables électriques (EnR) : éolien terrestre, éolien en mer et photovoltaïque**⁴⁶⁸.

Le graphique suivant représente la production électrique française espérée sur la période 2025-2050, en supposant que tous les chantiers de production électrique sont lancés avec un haut niveau d'ambition, par niveau d'incertitude :

- La production d'électricité d'**incertitude nulle à faible** (en vert ci-dessous) est celle qui est sécurisée même lorsque tous les chantiers EnR et nucléaire sont sur leurs variantes basses⁴⁶⁹. Une production totale située dans la zone verte signifierait donc des évolutions **inférieures aux variantes basses**, ce qui est très peu probable. Sauf très mauvaise surprise ou démantèlement volontaire (ici exclu par hypothèse), la France est presque assurée d'atteindre *a minima* le faible niveau de production correspondant aux variantes basses, et donc de bénéficier de cette zone verte de production.
- La production d'électricité d'**incertitude faible à modérée** (en jaune ci-dessous) est celle sécurisée par l'atteinte de variantes intermédiaires nucléaire et EnR⁴⁷⁰. Atteindre cette zone jaune suppose typiquement de réaliser **les variantes basses sur certains chantiers et les variantes intermédiaires sur d'autres**. Par exemple, un arrêt du déploiement de l'éolien terrestre (variante basse), un déploiement de 1 GW / an d'éolien en mer et de 2,5 GW / an de photovoltaïque (variantes intermédiaires), la fermeture des centrales du parc nucléaire historique à 60 ans en moyenne (variante basse) et l'entrée en service de 6 EPR2 avant 2050 (variante intermédiaire) aboutissent à une production totale située dans cette zone. Bénéficier de tout ou partie de cette zone jaune de production suppose donc la réussite intermédiaire de tout ou partie des filières, ce qui requiert déjà une ambition forte, des moyens significatifs et des conditions favorables.
- La production d'électricité d'**incertitude modérée à élevée** (en rouge ci-dessous) est celle sécurisée par l'atteinte de variantes hautes nucléaire et EnR⁴⁷¹. Atteindre cette zone rouge suppose typiquement de réaliser **les variantes intermédiaires sur certains chantiers et les variantes hautes sur d'autres**. Par exemple, un déploiement de l'éolien terrestre de 1 GW / an (variante intermédiaire), un déploiement

⁴⁶⁷ Lire Chantier n°17 : Prolonger le nucléaire historique, lancer le nouveau nucléaire

⁴⁶⁸ Lire Chantier n°16 : Développer l'éolien et le photovoltaïque

⁴⁶⁹ La variante basse EnR est un arrêt du déploiement de l'éolien terrestre et de l'éolien en mer, le déploiement du PV tombant à 1 GW / an (contre 5 à 6 GW / an ces dernières années). La variante basse nucléaire est un arrêt du programme EPR2 (ou une entrée en service post-2050) et la fermeture des centrales du parc historique à 60 ans en moyenne. Lire le chapitre précédent pour plus de détails sur les variantes.

⁴⁷⁰ La variante intermédiaire EnR correspond au déploiement de 1 GW / an d'éolien terrestre, 1 GW / an d'éolien en mer et 2,5 GW / an de photovoltaïque, en moyenne, sur toute la période 2025-2050. La variante intermédiaire nucléaire correspondant à l'entrée en service de 6 EPR2 entre 2042 et 2050, et à la fermeture des centrales du parc historique à 65 ans en moyenne. Lire le chapitre précédent pour plus de détails sur les variantes.

⁴⁷¹ La variante haute EnR correspond au déploiement de 2 GW / an d'éolien terrestre, 2 GW / an d'éolien en mer et 5 GW / an de photovoltaïque, en moyenne, sur toute la période 2025-2050. La variante haute nucléaire correspondant à l'entrée en service de 14 EPR2 entre 2038 et 2050, et à la fermeture des centrales du parc historique à 70 ans en moyenne. Lire le chapitre précédent pour plus de détails sur les variantes.

de 2 GW / an d'éolien en mer et de 5 GW / an de photovoltaïque (variantes hautes), la fermeture des centrales du parc nucléaire historique à 65 ans en moyenne (variante intermédiaire) et l'entrée en service de 14 EPR2 avant 2050 (variante haute) aboutissent à une production totale située dans cette zone rouge. Bénéficier de tout ou partie de cette zone rouge de production suppose donc typiquement la réussite haute de tout ou partie des filières, ce qui requiert une ambition très forte, des moyens massifs et des conditions optimales. Les productions au-delà de cette zone sont jugées irréalistes par The Shift Project.

Cette production espérée, illustrée par niveau d'incertitude, est mise en regard des **deux trajectoires de consommation électrique** présentées précédemment : celle avec électrification haute des équipements et **maîtrise basse**⁴⁷² de la consommation (en pointillés rouges ci-dessous), et celle avec électrification haute des équipements et **maîtrise haute** de la consommation (en pointillés verts ci-dessous).

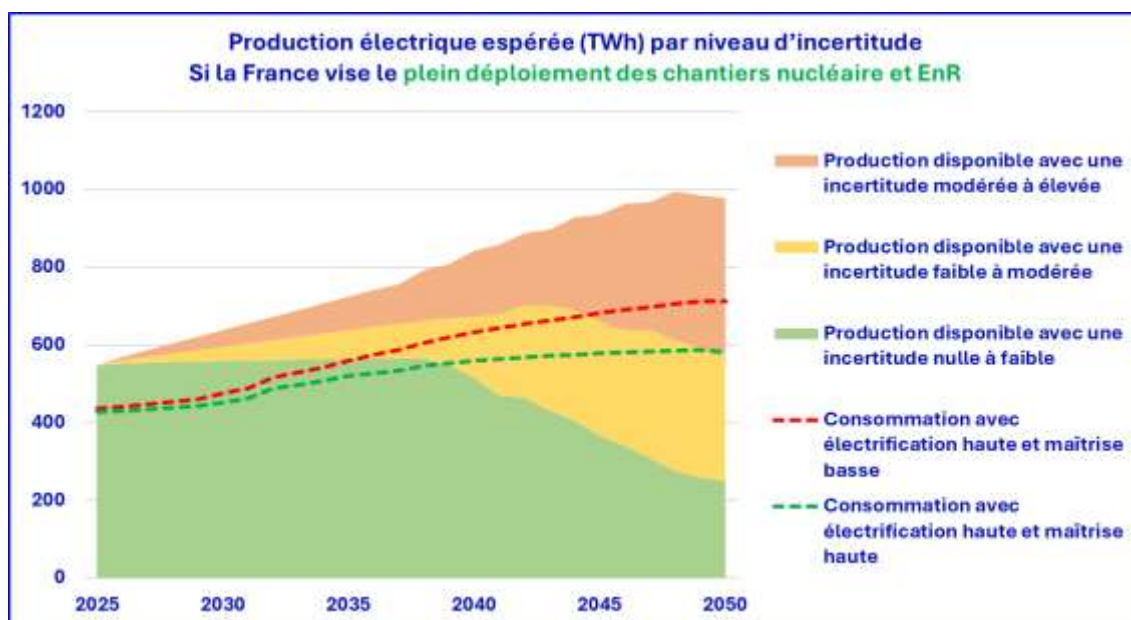


Figure 59 : Production électrique espérée par niveau d'incertitude

Couvrir une trajectoire d'**électrification haute** des équipements, avec **maîtrise basse** de la consommation (pointillés rouge), nécessite d'atteindre un niveau de production électrique moyennement incertain (zone jaune) à partir du milieu de la décennie 2030, et plus fortement incertain (zone rouge) à partir du milieu de la décennie 2040.

Couvrir une trajectoire d'**électrification haute** des équipements, avec **maîtrise haute** de la consommation (pointillés verts) ne nécessite d'atteindre un niveau de production électrique moyennement incertain (zone jaune) qu'à partir de la décennie 2040, et plus fortement incertain (zone rouge) qu'à partir de la décennie 2050, apportant une marge de manœuvre plus confortable et réduisant significativement le risque associé.

⁴⁷² Comme expliqué dans l'enseignement n°4, la maîtrise basse de la consommation correspond ici à une réussite basse sur les chantiers correspondants – rénovation des logements, vélo, transports en commun, aérien – mais prend tout de même en compte une maîtrise de la consommation en "toile de fond" hors des 20 chantiers, selon l'histoire racontée par le PTEF.

Il faut donc **simultanément mettre en œuvre tous les leviers pour atteindre les niveaux de production les plus élevés : prolongation du nucléaire historique, lancement du nouveau nucléaire et poursuite du déploiement des énergies renouvelables électriques (EnR) : éolien terrestre, éolien en mer et photovoltaïque**⁴⁷³. Cela nécessitera une ambition très forte et des moyens massifs, dans le nucléaire et dans les renouvelables, ainsi qu'une **maîtrise de la consommation électrique**, afin de limiter les risques en cas d'échec partiel voire total sur l'une ou l'autre des filières de production électrique.

4. Renoncer au nucléaire est très risqué...

Renoncer délibérément à l'une ou l'autre des deux filières de production électrique bas-carbone, nucléaire ou renouvelables, c'est augmenter fortement l'incertitude sur la disponibilité en électricité bas-carbone sur la période 2025-2050.

Le graphique suivant représente la production électrique française espérée sur la période 2025-2050, par niveau d'incertitude, en cas de renoncement au nucléaire – pas de prolongation du nucléaire historique au-delà de 60 ans et arrêt du programme EPR2.

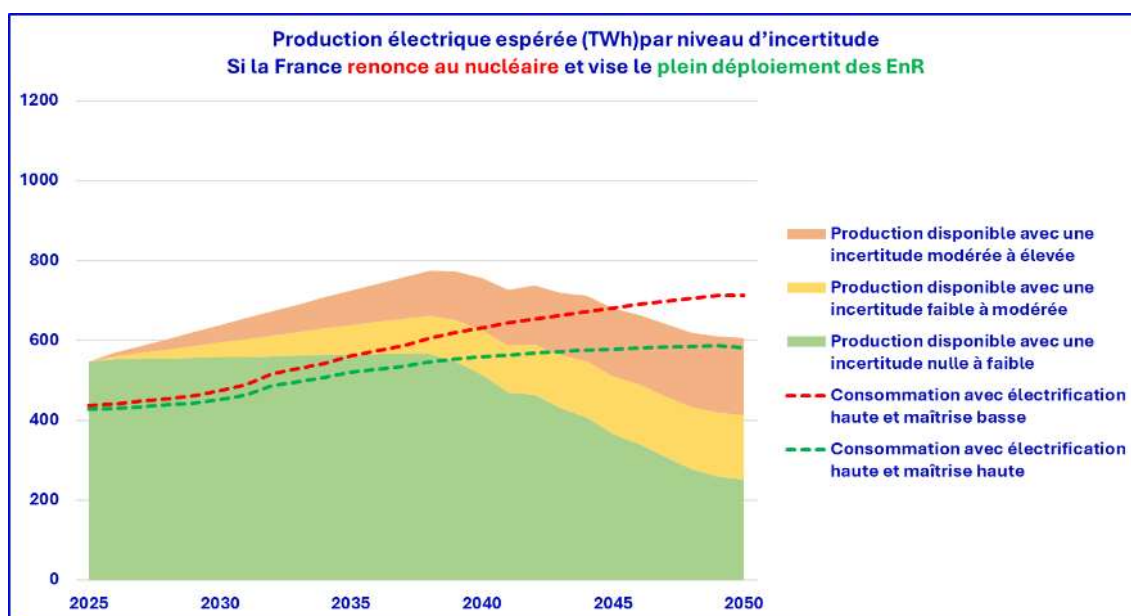


Figure 60 : Production électrique espérée en cas de renoncement au nucléaire

Couvrir une trajectoire d'**électrification haute** des équipements, avec **maîtrise basse** de la consommation (pointillés rouge), nécessite cette fois, **sans le nucléaire**, d'atteindre un niveau de production électrique moyennement incertain (jaune) à partir de la fin de la décennie 2030 (inchangé), mais **fortement incertain (rouge)** dès le début de la décennie 2040. **A partir du milieu de la décennie 2040, même la réalisation haute de toutes les variantes sur les différentes filières EnR**⁴⁷⁴ ne suffit pas à couvrir la consommation.

La première moitié de la période est marquée par une incertitude limitée : elle démarre par un excédent confortable et les EnR se déploient, tandis que le nucléaire historique est encore là ; la production a donc bon espoir de couvrir la consommation, même si celle-ci augmente en raison de l'électrification. En revanche, **la seconde moitié de la période voit**

⁴⁷³ Lire Chantier n°16 : Développer l'éolien et le photovoltaïque

⁴⁷⁴ Soit 2 GW/an sur l'éolien terrestre, 2 GW/an sur l'éolien en mer et 5 GW/an sur le photovoltaïque, et ce pendant 25 ans.

se matérialiser une incertitude élevée, qui ne fait que croître : la non-prolongation du nucléaire historique au-delà de 60 ans conduit à l'arrêt en cascade des réacteurs existants, tandis qu'aucun nouveau réacteur n'entre en service, le programme EPR2 ayant été arrêté. Une réussite haute dans le déploiement des EnR n'est pas suffisante pour compenser cela tout en assurant la hausse de la production totale, requise par l'électrification des équipements.

Couvrir une trajectoire d'**électrification haute** des équipements, avec **maîtrise haute** de la consommation, mène cette fois, **sans le nucléaire**, à un niveau de production électrique moyennement incertain à partir du début de la décennie 2040, puis fortement incertain vers le milieu de cette décennie. **A la fin de la décennie 2040, seule la réussite haute du déploiement des filières EnR permet (tout juste) de couvrir la consommation, à condition que cette dernière soit maîtrisée et que le nucléaire historique reste actif jusqu'à 60 ans.** Renoncer volontairement au nucléaire revient donc à miser simultanément sur la réussite haute de toutes les filières EnR, et de tous les chantiers de maîtrise de la consommation, sans disposer d'aucune marge.

5. ...renoncer aux énergies renouvelables électriques (EnR) est plus risqué encore

Le graphique suivant représente la production électrique française espérée sur la période 2025-2050, par niveau d'incertitude, en cas de renoncement aux EnR – plus de nouveau déploiement de parcs éoliens terrestres et en mer, et un effondrement du photovoltaïque à un niveau résiduel de 1 GW/an⁴⁷⁵, tout cela dès le début de la période.

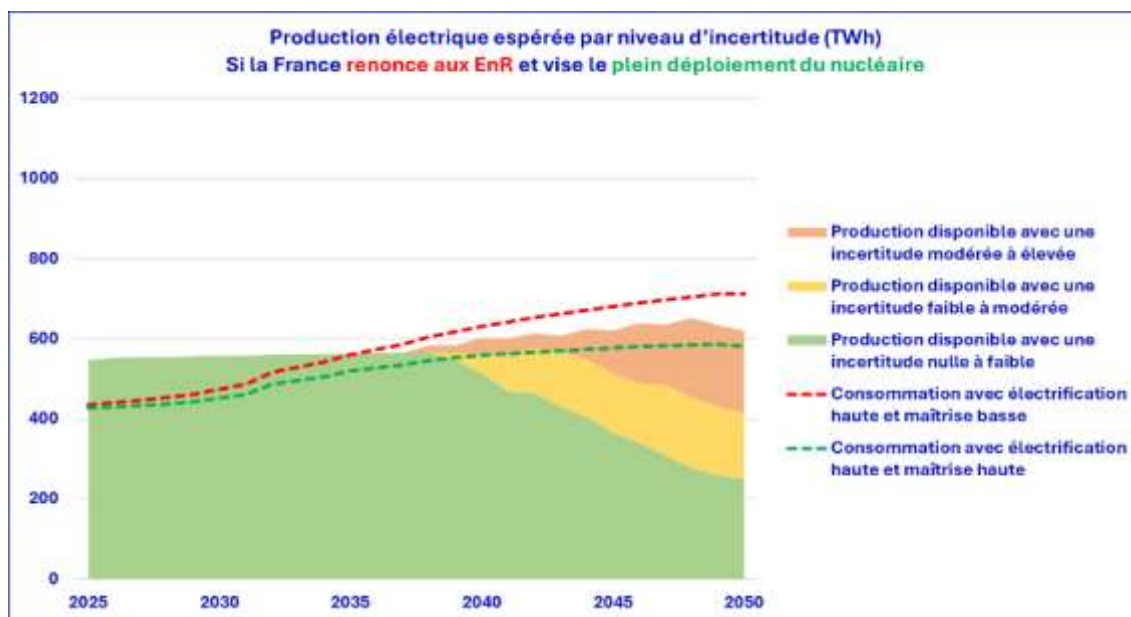


Figure 61 : Production électrique espérée en cas de renoncement aux EnR

Couvrir une trajectoire d'**électrification haute** des équipements, avec **maîtrise basse** de la consommation, n'est possible, **sans les EnR**, que pendant la première décennie 2025-2035, avec une faible incertitude. **A partir du milieu de la décennie 2030, même la réalisation**

⁴⁷⁵ Contre 5 à 6 GW / an ces dernières années

haute des variantes sur le nucléaire historique⁴⁷⁶ et sur le nouveau nucléaire⁴⁷⁷ ne permet pas de couvrir la consommation.

La première décennie est marquée par une incertitude limitée : elle démarre par un excédent confortable, tandis que le nucléaire historique est encore là ; la production a donc bon espoir de couvrir la consommation, même si celle-ci augmente en raison de l'électrification, et même si les EnR ne se déploient pas. En revanche, **la suite de la période voit se matérialiser une incertitude élevée, qui ne fait que croître** : une fois l'excédent de production initial résorbé, et en l'absence d'un déploiement significatif des EnR, seuls les nouveaux réacteurs nucléaires EPR2 permettent d'augmenter la production, mais ceux-ci ne se déploient ni assez tôt ni assez vite, même en variante haute. La situation empire davantage en toute fin de période, lorsque les premiers réacteurs du parc historique, même fortement prolongés, commencent à fermer. Elle se dégrade encore très fortement si les variantes hautes du nucléaire ne se réalisent pas, c'est-à-dire si certains réacteurs existants doivent fermer plus tôt qu'espéré, ou si tous les réacteurs EPR2 voulus ne voient pas le jour dans le délai souhaité.

Couvrir une trajectoire d'**électrification haute** des équipements, avec **maîtrise haute** de la consommation, même cette fois, **sans les EnR**, à un niveau de production électrique moyennement incertain puis fortement incertain vers le début de la décennie 2040, et ce jusqu'à la fin de la période. **A la fin de la décennie 2040, seule la réalisation haute simultanée des variantes sur le nucléaire historique et sur le nouveau nucléaire permet (tout juste) de couvrir la consommation.** Renoncer volontairement aux EnR revient donc à miser simultanément sur la réussite haute de la prolongation du nucléaire historique, du lancement du nouveau nucléaire, et de tous les chantiers de maîtrise de la consommation, sans disposer d'aucune marge.

Finalement, mener simultanément les chantiers du nucléaire et les chantiers des EnR sécurise la production. Renoncer à mener les chantiers du nucléaire, c'est risquer de manquer d'électricité française bas-carbone dans la décennie 2040 et au-delà, même si le déploiement des EnR réussit fortement. Renoncer à mener les chantiers des EnR, c'est risquer de manquer d'électricité française bas-carbone dès la décennie 2030, même en réussissant pleinement la prolongation du parc historique et le lancement des EPR2. Maîtriser notre consommation d'électricité sécurise l'électrification face aux aléas sur les filières de production électrique. Cela limite les risques de conflit d'usage de l'électricité.

Encadré : L'intégration d'une part importante d'EnR dans le mix électrique doit s'accompagner de la mise en place d'un bouquet de flexibilités adéquat, permettant de gérer la variabilité de l'éolien et du photovoltaïque. Cela peut être adressé par plusieurs leviers complémentaires.

A un niveau intra-journalier, il convient notamment de gérer l'alternance jour/nuit, en particulier si le photovoltaïque représente une part importante du mix : celui-ci ne produit (par définition) que le jour, et non la nuit. Pour ce faire on peut utiliser du stockage par **batterie**, en installant des batteries directement à proximité des centrales solaires, pour lisser la production de ces unités, et/ou en installant des batteries à des points nodaux du réseau électrique, afin qu'elles contribuent globalement à l'équilibrage de l'ensemble. On peut également jouer sur la **flexibilité de la demande**, via le décalage temporel de certaines consommations, transparentes pour l'utilisateur. Ainsi il est possible de décaler l'horaire de fonctionnement des chauffe-eaux, traditionnellement réglés la nuit pour écouler la production nucléaire sur des horaires de faible demande, et de les faire chauffer en milieu de journée,

⁴⁷⁶ Soit une prolongation à 70 ans en moyenne de l'ensemble du parc existant.

⁴⁷⁷ Soit 14 EPR2 mis en service entre 2038 et 2050.

au moment où la production solaire est maximale. On peut également tirer parti de la diffusion du véhicule électrique pour programmer les horaires de recharge en milieu de journée, contribuant là-aussi à absorber le pic de production photovoltaïque.

A un niveau intra-hebdomadaire, les flexibilités précédemment évoquées atteignent leurs limites, mais d'autres peuvent être sollicitées telles que les **STEP** (Stations de Transfert d'Energie par Pompage). Une STEP est un barrage réversible : en période de surproduction d'électricité, de l'eau est pompée d'un réservoir bas vers un réservoir haut puis, en période de surconsommation, l'eau s'écoule du réservoir haut vers le réservoir bas, faisant tourner un générateur d'électricité.

A un niveau inter-saisonnier, il convient cette fois de gérer l'alternance été/hiver. En hiver la consommation d'électricité est environ deux fois plus importante qu'en été⁴⁷⁸. Or en hiver la production solaire est environ quatre fois plus faible qu'en été. L'éolien, en revanche produit davantage l'hiver que l'été, ce qui est complémentaire. Un mix électrique intégrant beaucoup d'EnR doit donc reposer sur un **équilibre PV/éolien**, une trop forte prédominance du solaire rendant très complexe l'équilibrage inter-saisonnier. Du côté de la demande, il serait possible de jouer à la baisse sur la **production d'hydrogène bas-carbone par électrolyse**, afin de limiter la consommation électrique en cas de creux sur la production EnR. Enfin, il est possible d'avoir recours, de manière limitée, à des **centrales thermiques décarbonées**, notamment pour passer les potentielles périodes dites de « Dunkelflaute », des épisodes hivernaux de quelques jours sans vent et avec peu de soleil, les plus critiques pour un système électrique fortement basé sur le renouvelable. Il peut s'agir de centrales gaz fonctionnant au biogaz, à l'hydrogène ou au méthane de synthèse. Des capacités significatives peuvent être déployées mais, activées uniquement durant les pics hivernaux, elles ne produiraient que des volumes annuels limités d'électricité, et ne demanderaient que des quantités raisonnables de gaz décarboné. Ce besoin de flexibilité inter-saisonnier diminue en outre fortement avec une part importante de **nucléaire** dans le mix [342].

Par ailleurs, les nouvelles énergies renouvelables (éolien, PV), raccordées au réseau par électronique de puissance, n'apportent pas d'**inertie**⁴⁷⁹ au système électrique, contrairement aux centrales nucléaires ou thermiques. Or cette inertie est indispensable à la **stabilité** du réseau. Si la part de ces EnR devient prédominante dans le mix, il importe d'intégrer des dispositifs spécifiquement destinés à apporter de l'inertie au réseau pour garantir sa stabilité, tels que les **compensateurs synchrones ou de l'électronique de puissance dite « grid-forming »**. De tels dispositifs existent à coût modéré [342]. Leur déploiement à échelle régionale (Bretagne) est en cours de démonstration ; leur déploiement à l'échelle d'un système électrique national doit encore être démontré [348].

Remarque : L'outil de simulation utilisé pour le présent travail compare uniquement la production électrique et la consommation électrique annuelles. Il ne réalise pas un bouclage en puissance au pas de temps horaire ou inférieur, et ne permet donc ni de se prononcer sur l'équilibre production/consommation du réseau électrique à tout instant, ni de déterminer le bouquet exact de flexibilité nécessaire à cet équilibre, ce n'est pas son but. De tels exercices de simulation ont toutefois été menés dans plusieurs travaux de référence, notamment par RTE, le gestionnaire du réseau électrique de transport français. Ceux-ci montrent qu'une forte part d'EnR dans le mix électrique est techniquement crédible, moyennant le bon bouquet de flexibilités [342].

Des déploiements modérés seraient insuffisants pour sécuriser la décarbonation

Dégrader l'ambition sur l'une ou l'autre des deux filières de production électrique bas-carbone, nucléaire ou renouvelables, c'est augmenter fortement l'incertitude sur la disponibilité en électricité bas-carbone sur la période 2025-2050.

Le graphique suivant représente la production électrique française espérée sur la période 2025-2050, par niveau d'incertitude, si la France renonce au nouveau nucléaire – arrêt du programme EPR2.

⁴⁷⁸ Et l'écart devrait rester important à l'avenir, malgré des hivers plus doux nécessitant moins de chauffage, et des étés plus chauds nécessitant davantage de climatisation.

⁴⁷⁹ L'inertie caractérise la stabilité de la fréquence du signal électrique sur le réseau. Elle est aujourd'hui majoritairement apportée par les pièces massives en rotation dans les centrales électriques de forte puissance (nucléaire, gaz, hydraulique).

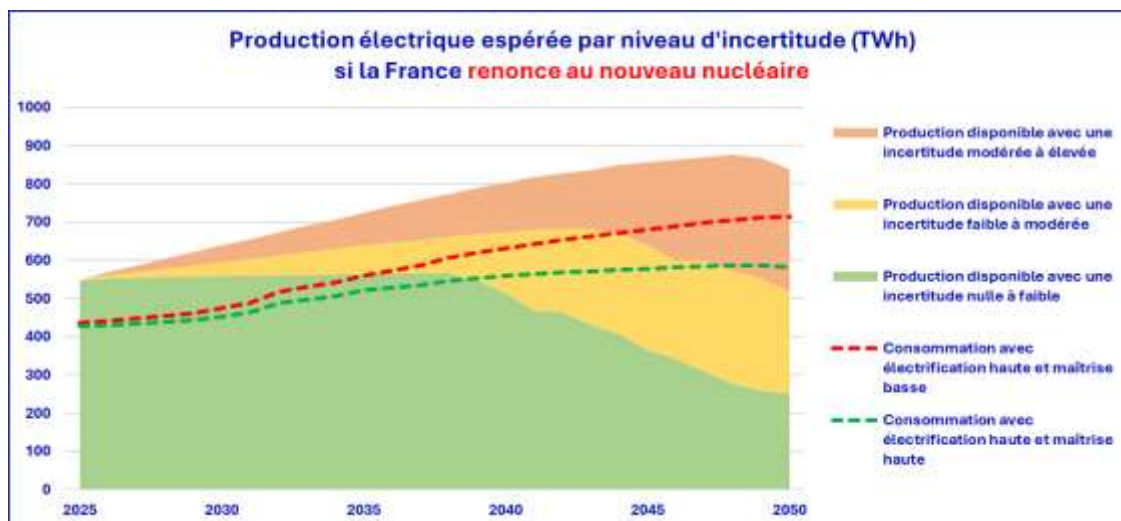


Figure 62 : Production électrique espérée en cas de renoncement au nouveau nucléaire

Jusqu'en 2040, l'incertitude reste faible à modérée : l'excédent actuel et la prolongation du parc nucléaire historique, ajouté au déploiement des EnR, même si le rythme atteint n'est qu'intermédiaire, permettent de couvrir la hausse de consommation.

C'est après 2045 que la croissance de la production devient entièrement tributaire de conditions beaucoup plus incertaines : le prolongement de l'essentiel du parc nucléaire historique jusqu'à 70 ans et la tenue du rythme élevé de déploiement de toutes les filières EnR sur 25 ans. Après 2050, la fermeture du parc nucléaire historique s'accélère, augmentant encore le risque.

La maîtrise de la consommation permet là encore de réduire significativement l'incertitude sur l'adéquation entre production électrique bas carbone française et consommation.

Le graphique suivant représente la production électrique française espérée sur la période 2025-2050, par niveau d'incertitude, si la France ne se fixe qu'une ambition modérée de déploiement des EnR – 1 GW/ an installés pour l'éolien terrestre et l'éolien en mer, 2,5 GW/an installés pour le photovoltaïque.

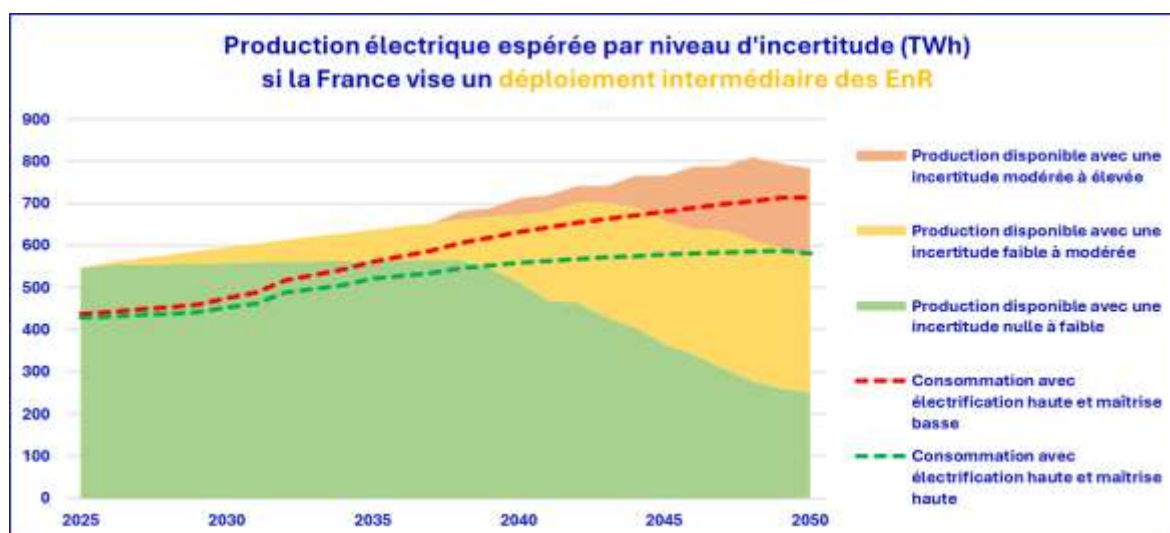


Figure 63 : Production électrique espérée en cas d'ambition modérée sur les EnR

Dans ce cas, la couverture de la trajectoire d'**électrification haute**, avec **maîtrise basse** de la consommation est possible avec une faible incertitude jusqu'en 2035. À partir du milieu de la décennie 2030 et jusqu'à 2045, l'adéquation production – consommation devient tributaire de la bonne tenue du rythme visé sur les EnR, et du prolongement d'une partie significative du parc nucléaire historique à 70 ans. Notons que si la France vise un déploiement intermédiaire des EnR (avec le dimensionnement des filières, des financements, des ressources humaines, des formations, etc, associés), les crises en cours de chemin induiront des retards dans le rythme de déploiement, difficilement rattrapables étant donné les inerties de ces prérequis. En revanche, après 2045, l'adéquation est entièrement tributaire du prolongement d'une majeure partie du parc nucléaire actuel et du déploiement dans les temps d'une large partie des 14 EPR2. Après 2050, la sortie du parc nucléaire historique (sans prolongement au-delà de 70 ans) mène à un manque d'électricité.

L'incertitude est significativement réduite si la maîtrise de la consommation est réussie. Mais l'adéquation production – consommation reste tributaire d'un succès au moins intermédiaire des chantiers nucléaires (prolongation d'une majorité du parc historique à 70 ans et déploiement d'au moins 6 EPR2) en 2050.

Relâcher l'ambition sur les filières EnR, ou renoncer au nouveau nucléaire, fait fortement reposer la réussite de la décarbonation sur le plein succès des autres filières et de la maîtrise de la consommation. Sans maîtrise de la consommation, ce manque d'ambition se traduit par des risques élevés de manquer d'électricité à partir de 2045.

Enseignement n°6 – Pour sécuriser la décarbonation, il faut : réduire très fortement la consommation totale de gaz et de carburants liquides, via les chantiers d'électrification et de maîtrise de la consommation ; développer les bioénergies, mais de manière limitée pour en éviter les contreparties agroécologiques et agronomiques ; développer les e-fuels, mais de manière très limitée pour sécuriser l'électrification.

1. Il faut réduire fortement la consommation totale de gaz pour espérer en couvrir une partie significative avec du gaz bas-carbone

La France consomme aujourd'hui près de 400 TWh de gaz, principalement fossile et importé. Or, même en cas de réussite haute, la filière biométhane ne produira pas plus de 100 TWh à 2050, et ce avec d'importantes contreparties agroécologiques et agronomiques⁴⁸⁰. A cela s'ajoute, en cas de réussite haute, 40 TWh issus de filières alternatives à la méthanisation (pyrogazéification, gazéification hydrothermale, power-to-methane), soit 140 TWh de gaz bas-carbone au total en 2050, dans le meilleur des cas. Ainsi, **même une réussite haute du déploiement du gaz bas-carbone est très insuffisante pour couvrir la consommation actuelle de gaz.** La consommation de gaz doit être divisée *a minima* par un facteur 3.

Une telle réduction nécessite la réussite haute simultanée des chantiers d'électrification et de maîtrise de la consommation. La réussite haute du déploiement des PAC et de la rénovation des bâtiments, dans le logement et dans le tertiaire, permet notamment de réduire drastiquement la consommation de gaz de ces secteurs.

Une réussite basse des chantiers d'électrification et de maîtrise de la consommation conduit à une consommation totale de gaz d'environ 240 TWh en 2050, bien loin du potentiel haut en termes de gaz bas-carbone. Dans ce cas de figure, la France consommerait encore *a minima* 110 TWh de gaz fossile et importé en 2050, même en cas de réussite haute du déploiement du gaz bas-carbone, laissant les secteurs du bâtiment et de l'industrie dans une situation de vulnérabilité critique. Si cela venait à se cumuler avec un échec partiel ou total du déploiement du gaz bas-carbone, ou à une limitation volontaire de ce déploiement pour raisons agroécologiques et/ou agronomiques, alors la consommation à 2050 de gaz fossile et importé serait plus grande encore, et la vulnérabilité augmenterait d'autant.

⁴⁸⁰ Pour plus de détails sur les enjeux relatifs au gaz bas-carbone et au biométhane en particulier, lire Chantier n°18 : Déployer les bioénergies de manière soutenable

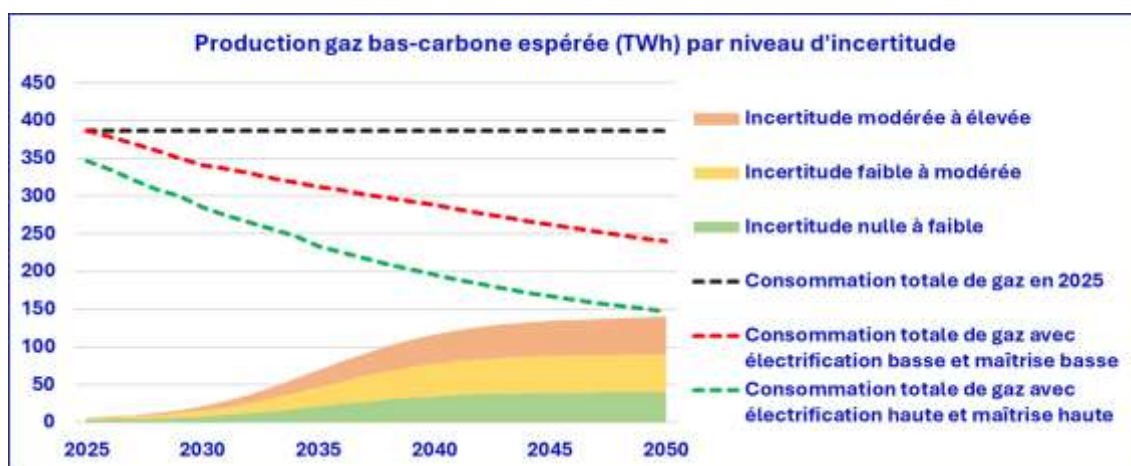


Figure 64 : Production de gaz bas carbone espérée par niveau d'incertitude

2. Il faut réduire fortement la consommation totale de diesel pour espérer en couvrir une partie significative avec du biogazole

En France, les poids-lourds consomment aujourd'hui près de 120 TWh de diesel, principalement fossile et importé. Or, même en cas de réussite haute, la filière biogazole ne produira qu'environ 50 TWh à 2050, et ce avec d'importantes contreparties agroécologiques et agronomiques⁴⁸¹. Ainsi, même une réussite haute du déploiement du biogazole est très insuffisante pour couvrir la consommation actuelle de diesel des poids-lourds⁴⁸².

La consommation totale de diesel des poids-lourds doit être fortement réduite, ce qui implique de réussir les chantiers poids-lourds électriques et fret ferroviaire. En cas de réussite haute de ces chantiers, la consommation de diesel des poids-lourds serait divisée par 10, la consommation résiduelle pouvant être intégralement couverte par du biogazole avec un niveau d'incertitude faible. En cas de réussite basse de ces chantiers, seule une division par 3 serait atteinte⁴⁸³ : cette baisse serait déjà importante, mais laisserait une consommation de diesel des poids-lourds d'environ 40 TWh à 2050, ne pouvant être intégralement couverte par du biogazole qu'avec un niveau d'incertitude modéré à fort⁴⁸⁴.

⁴⁸¹ Pour plus de détails sur les enjeux relatifs aux biocarburants routiers et au biogazole en particulier, lire Chantier n°18 : Déployer les bioénergies de manière soutenable

⁴⁸² Par ailleurs, environ la moitié du parc de voitures et la majorité du parc d'utilitaires consomment également du diesel. Toutefois, les ventes de voitures thermiques neuves concernent aujourd'hui très majoritairement des voitures essence, les ventes neuves de voitures diesel étant désormais marginales : cela va conduire mécaniquement à une forte contraction du parc diesel existant dans les années à venir, et, à horizon 2050, à une sortie complète du diesel du parc automobile, y compris en cas d'échec du déploiement des voitures électriques. Le biogazole est donc principalement pertinent pour les poids-lourds.

⁴⁸³ Pour rappel les variantes basses supposent déjà un certain niveau d'électrification du parc poids-lourds (50 % de PLE dans les ventes PL neufs à 2050), tandis que les évolutions hors-chantiers incluent dans tous les cas une baisse du total des t.km transportées, ainsi qu'une hausse du remplissage moyen des camions.

⁴⁸⁴ Lire l'enseignement n°4 pour plus de détails sur cette approche par niveau d'incertitude, ici appliquée à l'identique à la production de bioénergies, selon la même logique que pour la production électrique.

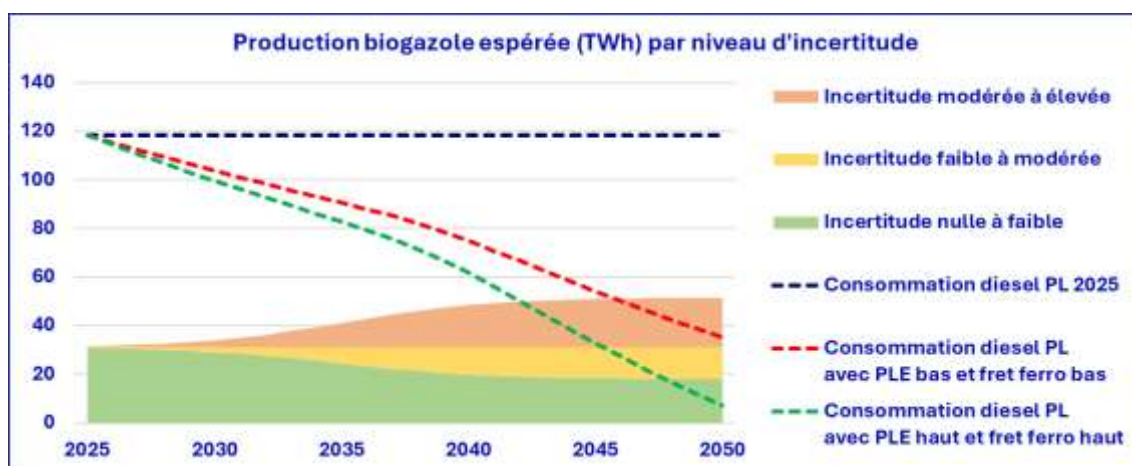


Figure 65 : Production de biogazole espérée par niveau d'incertitude

3. Il faut réduire fortement la consommation totale de kérosène pour espérer en couvrir une partie significative avec des SAF

En France l'aérien consomme aujourd'hui plus de 80 TWh de kérosène⁴⁸⁵, principalement fossile et importé. Or, même en cas de réussite haute, la filière SAF produira moins de 70 TWh à 2050, et ce avec d'importantes contreparties de différentes natures⁴⁸⁶. Ainsi, **même une réussite haute du déploiement des SAF est insuffisante pour couvrir la consommation actuelle de kérosène de l'aviation.**

Cette production de SAF englobe une large part de eSAF et de ebioSAF, produits à partir d'hydrogène électrolytique et de biomasse. Il en résulte une consommation d'électricité très importante : 110 TWh pour les seuls carburants d'aviation en variante haute SAF, soit le même ordre de grandeur que l'électricité requise à l'horizon 2050 pour l'ensemble des transports terrestres (VE, PLE, trains, bus électriques, etc.). Afin de maîtriser la consommation électrique française, notamment pour être moins vulnérable à d'éventuels échecs sur l'une ou l'autre des filières de production électrique, renouvelable ou nucléaire⁴⁸⁷, **il est raisonnable d'opter pour un déploiement significatif mais limité des SAF** (variante intermédiaire).

Dans ce cas, la filière SAF ne produira plus que 40 TWh de kérosène à l'horizon 2050. **La France devra ici diviser par 2 sa consommation totale de kérosène si elle souhaite se libérer totalement de la dépendance actuelle au kérosène fossile importé.** Une telle réduction nécessitera notamment la **baisse d'un tiers du trafic aérien**, qui sera facilitée par un report modal vers le rail via une **réussite haute du chantier train**, et inclue des gains d'efficacité espérés de l'aviation d'ici 2050.

⁴⁸⁵ Pour les vols domestiques et internationaux

⁴⁸⁶ Pour plus de détails sur les enjeux relatifs aux SAF, lire Chantier n°5 : Décarboner le secteur aérien

⁴⁸⁷ Lire enseignement n°4 ci-dessus.

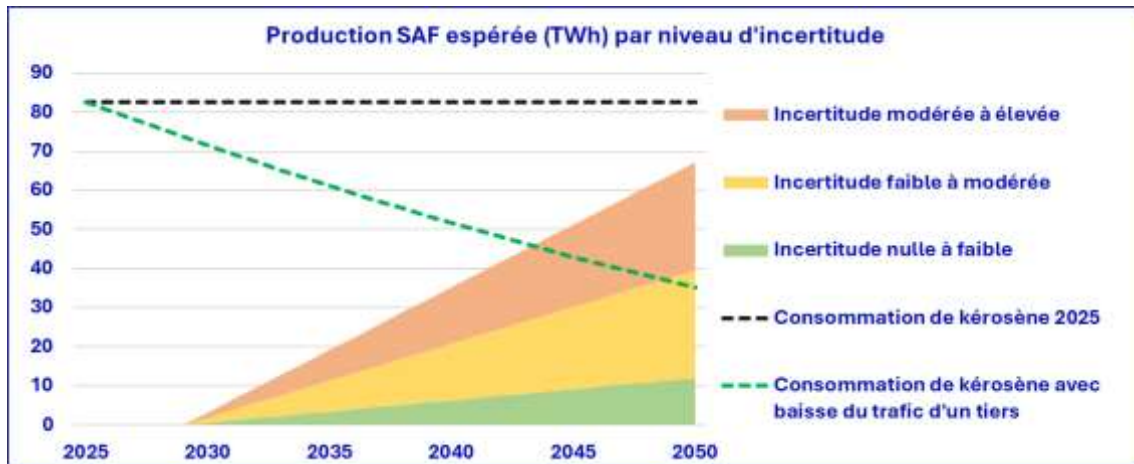


Figure 66 : Production de SAF espérée par niveau d'incertitude

Contact

Clément Caudron

Chef de projet Transition Robuste

clement.caudron@theshiftproject.org

Héloïse Lesimple

Pilote communication et affaires publiques Transition Robuste

heloise.lesimple@theshiftproject.org

www.theshiftproject.org

La décarbonation vue sous l'angle emploi-compétence

La décarbonation concerne des millions de travailleurs

De fortes évolutions du nombre d'emplois dans certains secteurs

La transformation vers une économie neutre en carbone s'accompagne de forts besoins de main-d'œuvre dans certains secteurs, et de destruction d'emplois dans d'autres domaines d'activités. Pour un secteur donné, le besoin d'emploi ou la baisse d'activité attendues peuvent être considérables – plus d'un doublement de l'emploi du solaire photovoltaïque et de l'éolien, ou encore une baisse de près 40 % de la vente et de la réparation automobile, à horizon 2050 (voir ci-dessous) – avec des effets accrus dans certains bassins d'emploi. **Le besoin d'emploi pour la transformation de quelques secteurs clés de la décarbonation ci-dessous illustre ces effets**, sans prétendre les décrire de manière exhaustive⁴⁸⁸. Ces besoins peuvent être accrus dans certains secteurs par un nombre prévisionnel important de départs, les besoins de recrutement pour les remplacer s'ajoutant à la hausse du nombre d'emplois requis pour la décarbonation.

À l'échelle de la population active française, les effets de la décarbonation sur le volume d'emploi sont peu significatifs, de l'ordre de quelques centaines de milliers d'emplois supplémentaires en 2050 dans la plupart des études⁴⁸⁹. Les secteurs clés de la décarbonation ci-dessous représentent 4,4 millions d'emplois en équivalent temps plein (ETP)⁴⁹⁰, soit 15 % de la population active en emploi⁴⁹¹. Pour la grande majorité des emplois, l'enjeu principal est l'évolution des compétences et des pratiques professionnelles (voir ci-dessous, Une évolution des compétences pour les 30 millions d'actifs). **D'un point de vue strictement quantitatif, ce sont les reconfigurations sectorielles qui sont importantes à considérer, plutôt que le solde net d'emplois sur le périmètre étudié.**

L'estimation de l'évolution du besoin d'emploi dans le cadre de la décarbonation ci-dessous s'appuie sur les trajectoires de décarbonation et leurs variantes présentées précédemment⁴⁹². Les trajectoires d'emploi rendent compte de trajectoires de décarbonation dont le degré d'ambition et de réussite varie. Toutes correspondent bien à une transformation bas carbone des secteurs considérés. Cela ne signifie pas que tous les secteurs ont aujourd'hui déjà initié leur décarbonation telle que décrite dans le présent rapport. **Ces estimations rendent compte du besoin d'emploi pour suivre une trajectoire de**

⁴⁸⁸ Tous les secteurs clés de la décarbonation ne sont pas traités, faute de ressources. La plupart des emplois des chantiers clés de la décarbonation (voir partie 1 de ce rapport) sont traités, mais il existe des exceptions : le besoin en emploi des trajectoires proposées dans les secteurs des transports en commun, de la réparation et de la fabrication de vélos, de l'industrie lourde, ou encore de la forêt, n'a pas pu être estimé. D'autres secteurs clés n'ont pas pu être intégrés au périmètre, comme les énergies fossiles (raffineries de pétrole, distribution de gaz...). Des travaux complémentaires seraient nécessaires sur ces secteurs.

⁴⁸⁹ Les études sur l'emploi dans le cadre de la décarbonation (Ademe, SGPE, The Shift Project, France Stratégie-Dares, néga-Watt) conduisent pour la plupart à estimer un solde d'emplois net positif, de l'ordre de quelques centaines de milliers d'emplois supplémentaires en 2050 ou en 2030. À l'échelle de l'ensemble de la population active et à aussi long terme, cet effet peut toutefois être considéré comme « secondaire » [451].

⁴⁹⁰ Le SGPE considère que 8 millions d'emplois sont concernés par la transition écologique, avec toutes les filières industrielles [452].

⁴⁹¹ 29 millions d'actifs en emploi et 2,4 millions d'actifs au chômage en 2024 [450].

⁴⁹² Voir section La décarbonation
vue sous l'angle énergie-climat.

décarbonation, et des effets de la décarbonation sur le nombre d'emplois. Elles n'incluent pas d'enjeux ou évolutions autres que la décarbonation⁴⁹³.

La production électrique : un effort de recrutement considérable

Le développement de la production électrique n'aura lieu qu'à condition d'un effort de recrutement considérable. Le système électrique représente aujourd'hui 270 000 emplois directs⁴⁹⁴. L'atteinte des trajectoires hautes⁴⁹⁵ s'appuie sur un effort de recrutement considérable déjà en cours pour le solaire photovoltaïque, l'éolien terrestre et en mer, et le déploiement du nouveau nucléaire (Figure 67). Pour le nouveau nucléaire, cette projection reprend les prévisions de la filière [349], en supposant que le plateau au début des années 2030 constitue un rythme de croisière permettant de produire une paire d'EPR 2 tous les deux ans – auquel s'ajoutent les emplois de l'exploitation des centrales. Dans la variante intermédiaire, on suppose un besoin d'emploi équivalent pour le développement des EPR 2, malgré des retards pour finaliser les chantiers : on produit moins avec autant de moyens. Ce sont les retards de mise en service des nouveaux réacteurs et la fermeture plus précoce du nucléaire historique qui ralentissent le besoin d'emploi par rapport à la variante haute. Pour les renouvelables, ces résultats supposent que la part de fabrication des éoliennes et des panneaux solaires sur le sol français reste stable⁴⁹⁶. Enfin, on suppose que l'emploi des centrales électriques à gaz reste stable, celles-ci se décarbonant par injection de biogaz dans le réseau. Les emplois des réseaux électriques ne sont pas quantifiés ici, mais la filière prévoit une augmentation de 61 % des emplois entre 2023 et 2030 (pour atteindre 106 000 emplois) pour réaliser les raccordements qui conditionnent l'augmentation de la production⁴⁹⁷ [350].

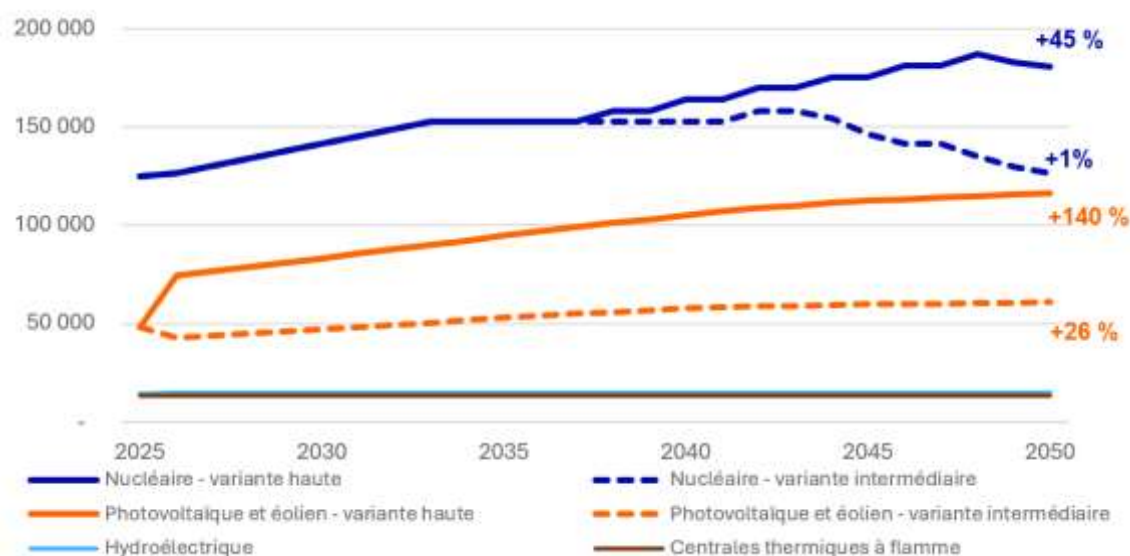


Figure 67 : Evolution du besoin en emploi de la production électrique selon différentes trajectoires de décarbonation (ETP, The Shift Project)

⁴⁹³ Elles ne tiennent pas compte d'éventuels gains de productivité du travail liés par exemple à l'automatisation ou l'intelligence artificielle ; ou d'évolutions de marché liées par exemple à la concurrence internationale.

⁴⁹⁴ Emplois de la production d'électricité (phases d'investissement et d'exploitation-maintenance) et des réseaux électriques. Sources : GIFEN (Programme Match), Ademe, Ecole des Réseaux, UFE.

⁴⁹⁵ Une **variante haute** correspond au plein déploiement du chantier en question, à son potentiel maximal. Toutes les variantes hautes ne sont pas forcément atteignables simultanément. Une **variante intermédiaire** correspond à un déploiement partiel du chantier en question, significatif, mais loin toutefois de son plein potentiel. Voir section Le champ des possibles étudiés.

⁴⁹⁶ Cela dépend des stratégies industrielles de ces filières, non explorées dans le présent rapport.

⁴⁹⁷ Voir Chantier n°16 : Développer l'éolien et le photovoltaïque

La filière automobile : une baisse d'activité à anticiper qui peut être en partie compensée

La filière automobile représente aujourd'hui 920 000 ETP⁴⁹⁸. **Dans l'industrie automobile, il est possible de compenser la baisse d'activité liée à la baisse de l'utilisation et à l'électrification** des voitures et utilitaires légers, à condition de maintenir la production sur le territoire national⁴⁹⁹ et de rendre accessible l'achat de petites voitures électriques. Il est ainsi envisageable de maintenir les effectifs industriels et d'enrayer la trajectoire actuelle de pertes d'emplois⁵⁰⁰, malgré la plus faible intensité d'emploi de la fabrication de véhicules électriques. Cela bénéficierait également aux fournisseurs en amont de la filière (métallurgie, plasturgie...), dont on suppose que l'activité dépend principalement du nombre de voitures produites. **Dans les activités de commerce, location et réparation en revanche, la baisse de l'utilisation des voitures et le moindre besoin de réparation devraient conduire à une forte diminution des emplois**, en parallèle d'un besoin de compétences pointues à développer dans l'électrique⁵⁰¹ (Figure 68). Le besoin d'emploi pour l'installation et la maintenance des bornes de recharge électriques n'est pas estimé ici, mais cette activité représente déjà 23 000 emplois et fait face à un fort besoin de recrutement pour équiper tout le territoire [351]. L'effet de l'électrification sur les 17 000 salariés des stations essence [352] serait également à étudier.

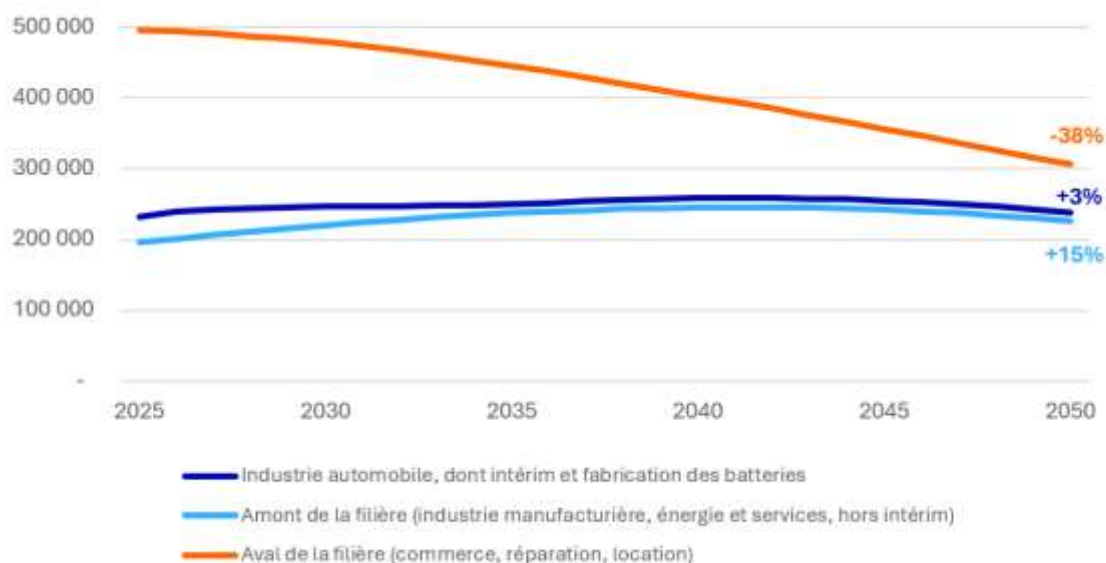


Figure 68 : Evolution du besoin en emploi de la filière automobile pour une trajectoire de décarbonation (ETP), The Shift Project

Le transport ferroviaire : des recrutements à préparer

Le développement du transport ferroviaire doit s'appuyer sur une forte augmentation du nombre d'emplois. Le transport ferroviaire représente aujourd'hui 160 000 emplois [353],

⁴⁹⁸ Salariés et intérimaires de l'industrie automobile ; salariés de l'amont de la filière (fournisseurs en produits métalliques, produits en caoutchouc, produits informatiques, etc.) ; et salariés et indépendants de l'aval de la filière : commerce, entretien, réparation, location et contrôle technique [354, 475].

⁴⁹⁹ On fait l'hypothèse que l'on produit en 2050 autant de voitures et utilitaires légers que l'on en vend, annulant à terme le déficit commercial.

⁵⁰⁰ Les effectifs cumulés de l'industrie automobile (constructeurs, carrossiers et équipementiers) et de l'amont de la filière (achat des autres industries manufacturières, énergie et services) ont diminué de 50 000 ETP entre 2018 et 2023.

⁵⁰¹ Voir Chantier n°3 : Généraliser la voiture électrique sobre

354]. Massifier le train dans le transport de voyageurs et de marchandises s'accompagne nécessairement d'un effort de recrutement considérable, pourtant peu préparé aujourd'hui par le secteur. Les emplois dédiés à la maintenance du réseau ferroviaire doivent *a minima* rester stables, si ce n'est augmenter, pour assurer le maintien du réseau dans son état actuel mais aussi dans une certaine mesure pour le rallonger et pour absorber un trafic en hausse⁵⁰² (Figure 69).

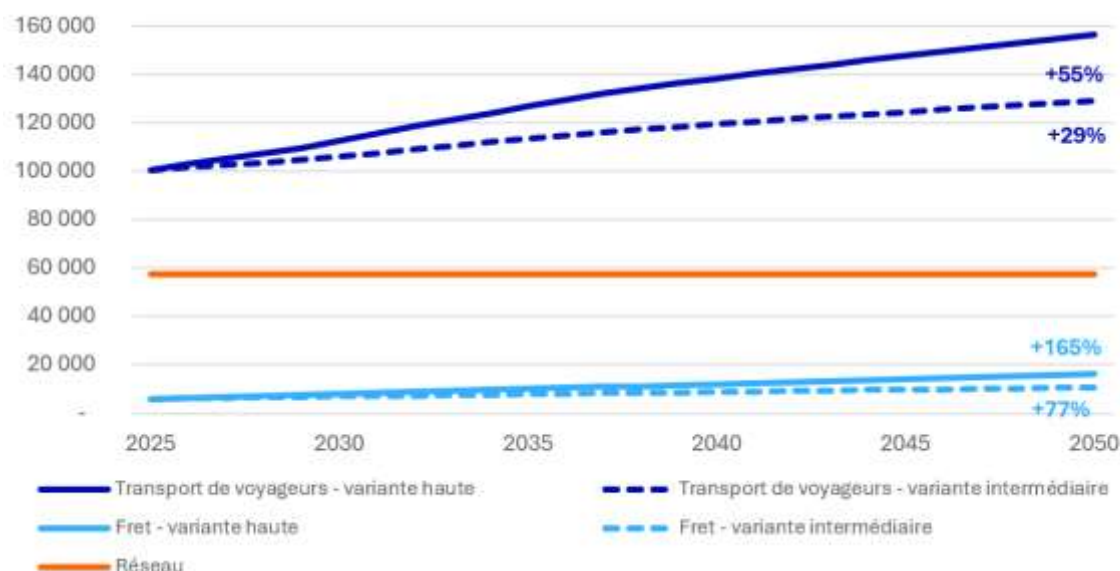


Figure 69 : Evolution du besoin en emploi du transport ferroviaire selon différentes trajectoires de décarbonation - The Shift Project

Le transport aérien : des pertes d'emplois significatives localement

La réduction du transport aérien, indispensable à sa décarbonation⁵⁰³, s'accompagne de pertes d'emplois significatives au sein des compagnies aériennes et dans les aéroports. Nous faisons ici l'hypothèse que ce sont principalement les trajets les plus courts qui sont évités, ceux-ci pouvant être reportés sur le train : cela réduit le nombre de voyageurs de 60 %, avec des effets directs sur les personnels au sol des compagnies et des aéroports, même si les distances parcourues en avion ne réduisent que de 34 %, impactant plus faiblement le besoin de personnel en vol (Figure 70). Ces effets doivent être anticipés, en particulier dans les bassins d'emplois des aéroports.

⁵⁰² Voir Chantier n°4 : Massifier le train passagers et Chantier n°6 : Relancer le fret ferroviaire

⁵⁰³ Voir Chantier n°5 : Décarboner le secteur aérien.

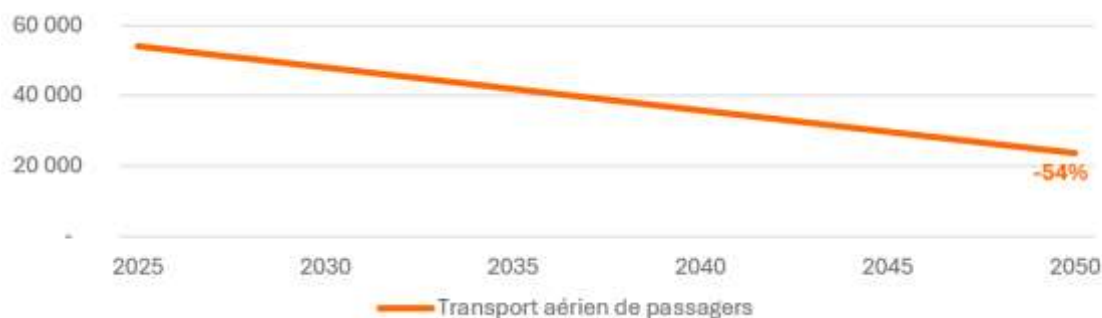


Figure 70 : Evolution du besoin en emploi du transport aérien pour une trajectoire de décarbonation (ETP), The Shift Project

Le transport de marchandises : des effets contrastés

Dans le transport de marchandises, le report modal de la route vers le rail et dans une moindre mesure vers le fleuve conduirait à une diminution de l'emploi dans le transport routier et à une augmentation de l'emploi du ferroviaire et du fluvial⁵⁰⁴. Le report modal conduirait aussi à une diminution globale de l'emploi du fret, du fait d'une intensité d'emploi bien plus élevée dans le routier que dans le fleuve et le rail. À ces hypothèses s'ajoute celle d'une diminution des volumes transportés et des distances parcourues (de l'ordre de 20 % des tonnes-km⁵⁰⁵ dans nos hypothèses), avec un impact sur chacun des modes de transport mais aussi sur les services rattachés au transport de marchandises (affrètement⁵⁰⁶, organisation des transports...). Les chauffeurs routiers seraient les premiers affectés par l'ensemble de ces transformations. Pour différents objectifs de report modal vers le train explorés dans les variantes, les effets sur l'emploi restent significatifs. Aussi, cette évolution du trafic routier doit absolument être anticipée. Nous faisons l'hypothèse d'une stabilité des activités d'exploitation des infrastructures et terminaux, d'entreposage et de manutention⁵⁰⁷. Enfin, le développement de la cyclologistique (vélos-cargos) pour les livraisons du dernier kilomètre est conditionné à un nombre élevé de recrutements (Figure 71). Ces activités représentent aujourd'hui 590 000 emplois, sans inclure le compte propre, c'est-à-dire les métiers de la logistique qui restent internalisés dans chaque secteur.

⁵⁰⁴ Voir Chantier n°6 : Relancer le fret ferroviaire.

⁵⁰⁵ Une tonne-kilomètre correspond à une tonne de marchandises transportée sur un kilomètre, ou à 0,5 tonne transportée sur 2 kilomètres, ou encore à 2 tonnes transportées sur 500 mètres.

⁵⁰⁶ Location de véhicule

⁵⁰⁷ Cette hypothèse mériterait des analyses plus approfondies. Elle est due pour l'entreposage et le stockage à une incertitude sur les effets du ralentissement des flux et du report modal, qui pourraient compenser la baisse de besoin en main-d'œuvre liée à la diminution des volumes transportés. Pour l'exploitation des infrastructures, cela est lié au fait que nous ne faisons pas d'hypothèse d'évolution spécifique aux infrastructures.

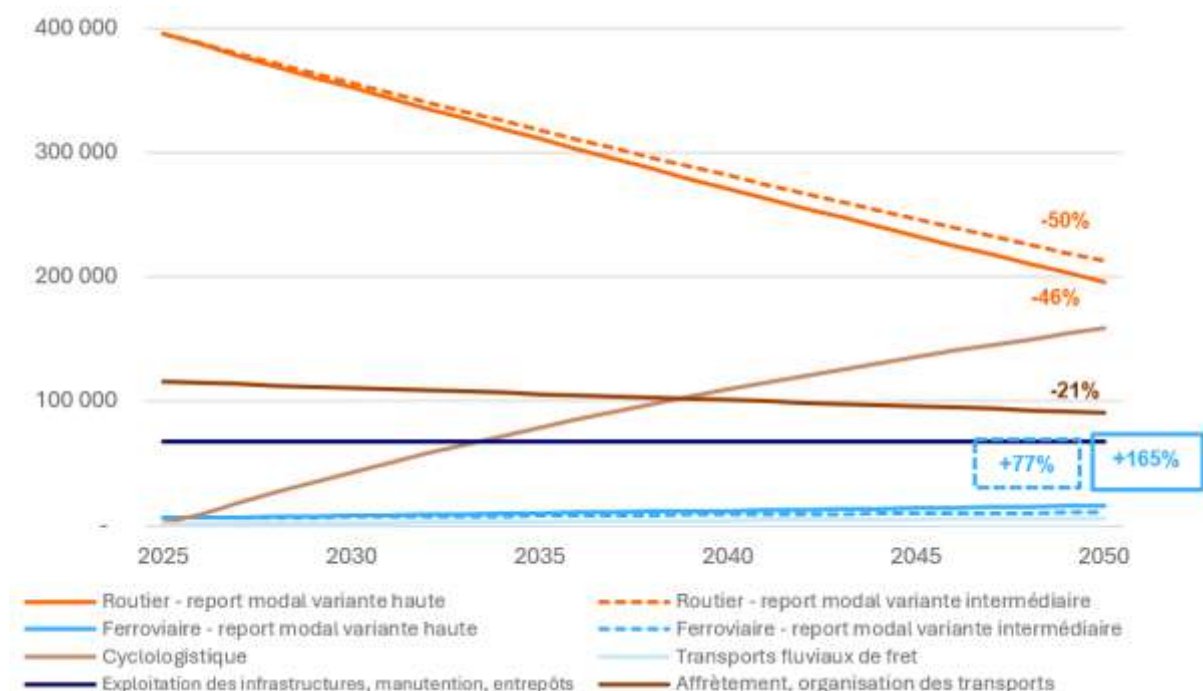


Figure 71 : Evolution du besoin en emploi du transport de marchandises, par mode de transport, selon différentes trajectoires de décarbonation (ETP), The Shift Project

Le bâtiment : de possible transferts d'emplois du neuf vers la rénovation

Le bâtiment représente aujourd'hui 1 750 000 emplois, dont 1 160 000 dédiés au logement⁵⁰⁸. **La rénovation énergétique des bâtiments est particulièrement dépendante de nouveaux recrutements pour atteindre les ambitions fixées.** Les estimations de besoins d'emplois supplémentaires sont de l'ordre de 200 000 emplois supplémentaires entre 2019 et 2030^{509,510}. Les besoins sont répartis sur l'ensemble du territoire national, mais dépendent du bâti de chaque région⁵¹¹. **La décarbonation repose aussi sur une réduction de la construction neuve, qui réduirait le besoin d'emploi.** La construction neuve de logements représente 320 000 emplois⁵¹². Dans le cadre d'une baisse de la construction neuve atteignant 180 000 logements par an en 2050 (contre 290 000 en 2024 ou 420 000 en 2018 [355, 356]), **la libération de main-d'œuvre pourrait bénéficier à l'effort de recrutement de la rénovation énergétique**, à condition de former et d'accompagner les professionnels concernés.

L'agriculture : un enjeu de renouvellement des générations

Le secteur agricole est principalement confronté à un enjeu de renouvellement des générations. Ce secteur représente aujourd'hui 675 000 ETP [357], avec une population globale en baisse depuis plusieurs décennies. La décarbonation du secteur a un double effet sur l'emploi. La relocalisation de la production de légumes augmente le besoin en emploi, de l'ordre de 25 000 ETP supplémentaires en maraîchage (+55%) pour doubler la production en 2050 si une partie de l'augmentation est absorbée par la grande culture (sans effet marqué sur l'emploi en grandes cultures, où les légumes représenteraient seulement quelques pourcents des surfaces cultivées). À l'inverse, la diminution de 20 à 30 % des animaux

⁵⁰⁸ Données FFB pour l'année 2024, calculs The Shift Project.

⁵⁰⁹ Entre 170 000 et 250 000 emplois supplémentaires pour France Stratégie [254], 190 000 pour le SGPE [452].

⁵¹⁰ Voir Chantier n°8 : Massifier la rénovation des logements et Chantier n°9 : Déployer les pompes à chaleur

⁵¹¹ Des diagnostics plus approfondis et territorialisés sont en cours de réalisation par le CCCA-BTP et par la FFB.

⁵¹² Données FFB pour l'année 2024, calculs The Shift Project.

d'élevage, nécessaire pour réduire les émissions agricoles, a un impact direct sur les 230 000 ETP [358] exploitants et salariés des fermes spécialisées en élevage – impact qui peut être limité si ce sont les fermes herbagères, avec du pâturage en prairie, qui sont maintenues en priorité, celles-ci étant plus intensives en emploi⁵¹³. De manière générale, l'évolution de l'emploi agricole dépend largement d'autres évolutions et décisions politiques et économiques, comme la taille des fermes – les plus grandes étant moins intensives en main-d'œuvre – ou les revenus agricoles – de meilleurs revenus pouvant permettre d'embaucher des salariés, pour un même volume d'activité. Quel que soit le niveau d'emploi en 2050, dans un contexte d'érosion de la population agricole avec un exploitant sur trois non remplacé aujourd'hui [288], la priorité est au renouvellement des générations⁵¹⁴.

L'évolution du nombre d'emplois peut être majeure dans certains secteurs et bassins d'emploi. La décrue du transport aérien concerne notamment les bassins d'emplois des aéroports ; à l'inverse, une centrale nucléaire génère plus de 1000 emplois directs, la construction de nouveaux réacteurs peut donc être dimensionnante pour l'emploi local.

À l'échelle de l'ensemble de la population active, ce sont surtout les métiers, les pratiques professionnelles, qui évoluent.

Une évolution des compétences pour les 30 millions d'actifs

L'atténuation et l'adaptation au changement climatique et la sortie des énergies fossiles entraînent une transformation profonde des activités économiques qui requiert une évolution des compétences des actifs d'aujourd'hui [359] et de demain [360]. La transition écologique impacte tous les secteurs même si les enjeux varient, et tous les actifs doivent être progressivement formés, à des degrés variés. La formation initiale est clé pour permettre aux nouvelles classes d'âge de maîtriser les bonnes compétences à leur entrée dans la vie professionnelle. Quant à la formation continue, elle permet plus rapidement d'accompagner l'évolution des compétences des actifs. Certains métiers connaissent des évolutions majeures comme les mécaniciens automobiles pour intervenir sur des moteurs électriques ou les chauffagistes pour maîtriser le dimensionnement de pompes à chaleur. D'autres sont concernés de façon plus circonscrite. Ainsi, un responsable achat devra savoir privilégier les circuits courts ou les biomatériaux, un commercial devra argumenter de la valeur ajoutée écologique de ses produits, un agriculteur devra adopter des pratiques agroécologiques comme le semis sous couvert, ou de nouvelles cultures en introduisant des légumineuses⁵¹⁵. Toutes les personnes travaillant en extérieur doivent apprendre comment se protéger des fortes chaleurs. L'ensemble des professionnels de tous niveaux de qualification et dans tous les secteurs a besoin d'acquérir de nouveaux gestes métiers, des compétences transverses et de comprendre des enjeux environnementaux propres à son domaine⁵¹⁶.

⁵¹³ Voir Chapitre n°15 : Permettre le maintien et la transition vers des systèmes d'élevages résilients et bas carbone.

⁵¹⁴ Pour une analyse plus complète de l'emploi agricole dans la décarbonation du secteur, voir [476].

⁵¹⁵ Voir Chantier n°14 : Transformer la gestion de l'azote dans les systèmes agricoles et alimentaires

⁵¹⁶ Pour plus de développement sur ces compétences, voir la partie 1.II.A de [359].



Figure 72 : Typologie des compétences nécessaires pour la transition écologique, et exemples [359]

La prise en compte de ces compétences dans les référentiels de formation est en cours⁵¹⁷ mais reste tributaire d'une demande des secteurs concernés. Sur le terrain, les employeurs et établissements de formation se projettent encore trop peu sur l'évolution des compétences indispensables à la transition écologique. Aujourd'hui, malgré les sensibilisations qui se sont généralisées sur le terrain et quelques initiatives volontaristes, ces acteurs ne prennent pas la pleine mesure des conséquences du changement climatique sur les métiers et de ses impacts concrets sur leurs pratiques de recrutement, formation et gestion des parcours.

⁵¹⁷ Le décret de juin 2025 rend obligatoire la prise en compte de la transition écologique dans la révision d'une certification, quand c'est possible. Ces révisions sont réalisées a minima tous les 5 ans depuis 2018.

Emploi et décarbonation : une interdépendance critique

Sans prétendre à un état des lieux exhaustif, les analyses des chantiers de la première partie de ce rapport⁵¹⁸ ont permis de faire émerger des problématiques multisectorielles. Cette partie s'appuie sur celles-ci pour illustrer dans quelle mesure les emplois et compétences sont une condition essentielle pour mettre en œuvre la décarbonation et, à l'inverse, quels principaux risques et opportunités la décarbonation présente pour les professionnels.

Sans formation, pas de décarbonation

Les bonnes compétences au bon endroit et au bon moment

La disponibilité des compétences au bon moment et au bon endroit conditionne la faisabilité des trajectoires évoquées dans ce rapport.

Les besoins en compétences doivent s'apprécier à l'échelle de chaque territoire, au regard des caractéristiques de sa population et de ses entreprises, afin d'adapter le recrutement et la formation. Quand la main d'œuvre n'est pas disponible à proximité, des efforts particuliers face à l'urgence climatique doivent être mis en place pour proposer un cadre de vie attractif. Dunkerque en offre un exemple inspirant avec la mise en place de transports en communs gratuits, la construction de logements et le développement de services publics et de santé pour assurer la capacité de ses projets industriels de décarbonation à recruter et fidéliser.

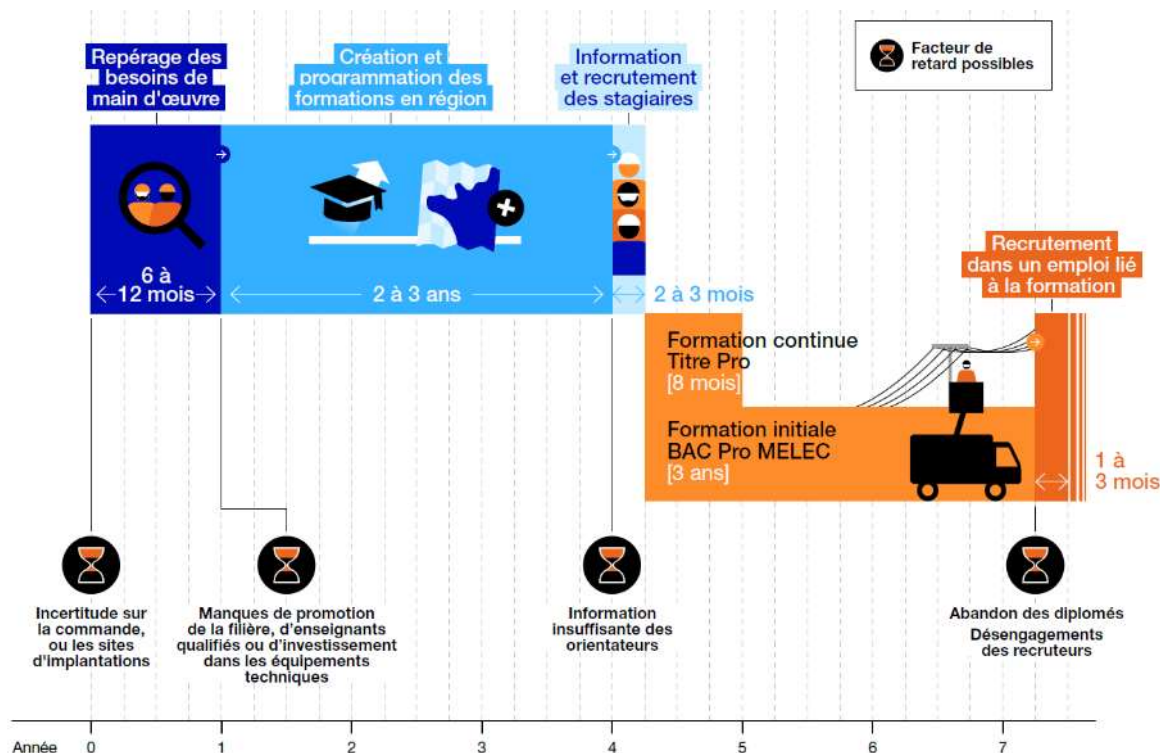


Figure 73 : Délais de recrutement et formation pour les monteuses de réseau électrique - The Shift Project

⁵¹⁸ Voir également les notes sectorielles sur les enjeux Emploi et Formation publiées à partir de mai 2026 sur le [site du Shift Project](#)

L'exemple de la Figure 73 permet d'illustrer la durée totale prévisible de réponse aux besoins de recrutement sur un métier nouveau dans une région donnée, selon que l'on vise un public jeune en sortie d'école ou d'actifs en évolution. Les délais sont susceptibles de s'allonger sous l'effet de plusieurs facteurs : la filière est-elle nouvelle au niveau national ou peut-on s'inspirer d'autres régions ? Le métier est-il connu des acteurs de l'orientation et de la formation ? Est-il attractif pour les candidates et candidats, jeunes ou demandeurs d'emploi ? Selon les tensions du marché du travail local, combien d'actifs en reconversion ou de jeunes pourraient être intéressés, sachant qu'il faut tabler sur un volume de formés supérieur aux besoins de recrutement du fait que tous ne s'orienteront pas durablement dans le secteur ? La formation continue répond de façon plus agile que la formation initiale, et pour cette dernière l'alternance permet aussi de raccourcir les délais de mise en situation de travail des apprenants. Plusieurs années sont nécessaires pour mettre en place une filière adaptée à ces nouveaux besoins, qui sont aussi dépendants d'orientations politiques et technologiques claires, et d'une demande économique avérée. **Cet horizon est en décalage avec le court terme auquel un employeur prévoit ses recrutements, ce qui nécessite une planification et une mobilisation plus large avec la filière économique et des acteurs territoriaux** pour investir dans la création de formations. Les entreprises doivent allonger leur horizon d'investissement dans les compétences critiques et les politiques publiques⁵¹⁹ doivent maintenir sur la durée les conditions (stabilité réglementaire, soutien aux filières économiques) qui permettront de confirmer ces recrutements à l'issue des formations.

Les retards pris dans ces différentes étapes peuvent être d'autant plus préjudiciables s'ils concernent un emploi-clé de la décarbonation d'un secteur, même si ses effectifs sont limités. Par exemple, un manque de techniciens de maintenance et réparation du réseau ferroviaire⁵²⁰ retarderait la massification du trafic dans son ensemble, une insuffisance d'ingénieurs d'étude experts des technologies marines pourrait bloquer le développement de nouveaux parcs éoliens en mer⁵²¹.

Le pouvoir décarbonant de la formation

La formation peut déboucher sur des bénéfices concrets en termes de réduction des émissions de gaz à effet de serre⁵²². C'est le cas des formations à l'écoconduite pour les conducteurs de poids lourds qui sont unanimement saluées dans le secteur du transport routier car elles ont permis des réductions mesurables de la consommation de carburant. Dans l'installation et l'entretien de pompes à chaleur, la performance énergétique est dépendante d'un bon dimensionnement auquel les professionnels doivent se former sur une durée suffisante avec des intervenants de qualité [361].

Proposer aux demandeurs d'emploi des formations professionnalisantes ciblées sur des besoins essentiels aux plans de décarbonation comme l'installation et la maintenance de bornes IRVE⁵²³ indispensables à l'électrification des flottes permet de recruter assez rapidement des profils encore émergents.

⁵¹⁹ Particulièrement la Stratégie Nationale Bas Carbone, le Plan National d'Adaptation au Changement Climatique et la Programmation Pluriannuelle de l'Energie

⁵²⁰ Voir Chantier n°4 : Massifier le train passagers

⁵²¹ Voir Chantier n°16 : Développer l'éolien et le photovoltaïque

⁵²² Différents types de formation peuvent permettre d'atteindre ces résultats sous réserve qu'elles couvrent bien des compétences déterminantes pour la décarbonation telles que définies plus haut au I.B : ce peut être des formations continues de quelques jours pour des actifs en poste dans le métier, des formations de plusieurs mois certifiantes pour des demandeurs d'emploi, et des formations initiales pour les jeunes débouchant sur un diplôme.

⁵²³ Infrastructure de Recharge pour Véhicules Électriques

Enfin, la formation peut jouer un rôle catalyseur pour partager une vision commune de l'urgence climatique et embarquer des collectifs dans le passage à l'action. Nombre d'entreprises organisent des formations en interne, voire pour les plus grandes se dotent d'académies dédiées à cet enjeu. Cet effet mobilisateur peut aussi être obtenu par des parcours inter-établissements comme ceux de la Convention des Entreprises pour le Climat auprès de plus de 3 000 dirigeants, la formation de 25 000 cadres supérieurs de l'Etat lancée en 2024 ou le projet ITEEnéraire pour les 10 000 agents de collectivités du Centre Val de Loire. La formation des responsables politiques et économiques est un moyen essentiel à leur engagement durable dans des politiques de décarbonation. Ces actions collectives doivent cependant dépasser la simple sensibilisation pour assurer une transformation des pratiques professionnelles.

La décarbonation : une opportunité pour l'emploi

Travailler pour la décarbonation doit devenir attractif

Le développement de certaines filières se traduit en termes d'opportunités économiques et de créations d'emplois non délocalisables, notamment dans certains territoires comme l'estuaire de Saint-Nazaire avec les opportunités de l'éolien en mer et de plusieurs industries décarbonées. La majorité des travailleurs est attachée à sa région et peu encline à en changer pour des raisons professionnelles.

Travailler pour une entreprise engagée pour la transition écologique est un facteur d'attractivité pour 62 % des actifs et de fidélisation pour 71 % [362], même si c'est un critère généralement moins déterminant que le lieu de travail ou la rémunération. Si certains métiers (dans les batteries électriques, les énergies renouvelables ou l'agroécologie) sont identifiés comme « verts » par le public et les acteurs de l'emploi, la contribution à la décarbonation d'emplois pour lesquels les besoins de recrutements sont les plus nombreux (électriciens, ouvriers et encadrants du BTP, conducteurs de transports en commun...) doit être mieux mise en lumière. Aujourd'hui, la promotion de ces métiers prend des formes très diverses et innovantes : événements, escape games, films... L'initiative Greentaf pour mobiliser des jeunes peu sensibilisés au sujet écologique, et le festival Transition en Bourgogne Franche-Comté à destination de collégiens, étudiants et du grand public, en donnent des illustrations pertinentes.

Pour renforcer leur attractivité, il faut d'abord s'atteler à d'autres facteurs de tension de recrutement comme les conditions de travail et d'emploi⁵²⁴ et le manque de mixité de beaucoup d'entre eux : garantir des revenus suffisants dans les exploitations agricoles vertueuses (élevage à l'herbe, par exemple), réduire la pénibilité dans les chantiers comme le visent certaines techniques nouvelles de construction hors-site, assurer un bon équilibre avec la vie personnelle pour les techniciens de maintenance ferroviaire... Des négociations de branche⁵²⁵ sur ces aspects peuvent permettre de définir des socles améliorant la capacité du secteur à recruter et retenir les professionnels nécessaires. Relevons plusieurs initiatives en cours de l'ANACT [363] pour accompagner les employeurs agricoles de différents territoires dans l'amélioration des conditions de travail et de l'attractivité des exploitations.

⁵²⁴ Les conditions de travail couvrent les aspects matériels, organisationnels (rythme, autonomie,...) et sociaux (relations, reconnaissance,...) du travail et leurs impacts sur la santé, les conditions d'emploi concernent les éléments contractuels comme le statut et la rémunération.

⁵²⁵ Entre fédérations syndicales et fédérations professionnelles d'employeurs d'un même secteur

Les reconversions dans les emplois de la décarbonation peuvent éviter du chômage

Les reconversions apportent un bénéfice multiple : les actifs qui les choisissent renforcent leur employabilité, les employeurs peuvent être rassurés d'accueillir des profils expérimentés, les formations de profils en reconversion sont généralement plus courtes que les formations initiales, permettant de recruter plus vite, et ainsi de tenir les trajectoires de décarbonation dans les temps.

a) Préparer les reconversions des emplois des secteurs carbonés

Les besoins de recrutement identifiés peuvent offrir des perspectives de reconversions pour les personnes employées dans des secteurs carbonés en réduction d'activité.

Ces mobilités peuvent se réaliser au sein d'un même secteur comme c'est déjà le cas, par exemple, en accompagnant des réorientations de la fabrication de moteurs thermiques à celle de batteries, ou des hauts-fourneaux des aciéries aux fours à arc électrique. Entre secteurs, des passerelles sont repérées, notamment pour accompagner le report modal, de la conduite de poids-lourds vers celle de transports en commun décarbonés. Des mobilités sont aussi effectuées pour des commerciaux vers l'emploi émergent de chargé d'accompagnement en rénovation énergétique du bâtiment, ou pour des magasiniers vers la collecte et valorisation de déchets du BTP.

Les conditions de réussite des reconversions doivent être réunies : du côté des individus, la crainte d'une perte de rémunération ou d'avantages sociaux, par exemple en évoluant de l'énergie gazière aux renouvelables, l'attachement à sa culture professionnelle ou à son territoire peuvent constituer des freins⁵²⁶. Du côté des entreprises, les principaux blocages cités sont la difficulté à anticiper une contraction d'activité à moyen ou long terme, à ouvrir le dialogue avec les représentants des salariés et à mobiliser des appuis de la part de leur Opcv⁵²⁷, de l'association Transitions Pro⁵²⁸ ou des DARP⁵²⁹. La sécurisation des débouchés économiques du métier-cible fait l'objet de beaucoup d'attention, notamment des syndicats. La filière de réparation du vélo en particulier, en plein essor, doit encore être soutenue pour proposer des postes pérennes, faute de modèle économique encore mûr. Les exemples réussis reposent sur l'identification des opportunités dans son territoire, la construction de parcours réalistes et la mobilisation de ressources d'information, de formation et d'accompagnement. L'association Transitions Pro Grand-Est finance par exemple avec le Fonds européen de Transition Juste des parcours de réorientation pour 100 salariés de secteurs carbonés (centrales à charbon, industrie chimique, métallurgie)⁵³⁰. La fédération Chimie-Energie de la CFDT et le Réseau Action Climat étudient une trajectoire de transition juste pour les emplois des secteurs associés aux énergies fossiles pour lesquelles la PPE3 fixe des objectifs ambitieux de réduction, en vue de rechercher collectivement et en anticipation des scénarios d'ensemble permettant de favoriser transition écologique, développement économique et préservation de l'emploi.

⁵²⁶ Des illustrations plus détaillées sont apportées dans les notes dédiées au fret et aux énergies renouvelables à paraître en Mai 2026 sur le site du Shift Project.

⁵²⁷ Opérateur de compétences qui accompagne les entreprises d'un secteur dans leurs besoins de formation

⁵²⁸ Association présente dans chaque région pour accompagner les entreprises et salariées dans les reconversions professionnelles

⁵²⁹ Délégués à l'Accompagnement des Reconversions Professionnelles au sein des Direction Régionale de l'Economie, de l'Emploi, du Travail et des Solidarités

⁵³⁰ <https://www.transitionspro-grandest.fr/leurope-soutient-votre-projet-de-transition-professionnelle-en-2025-et-2026/>

Dans certains secteurs comme le fret routier, les besoins de reconversion pourront être réduits du fait de nombreux départs en retraite : ils permettront d'anticiper et d'amortir la réduction des effectifs liée à celle des volumes transportés.

Bien évidemment, les salariés des emplois en réduction du fait des impératifs de la décarbonation ne choisiront pas nécessairement des métiers de la transition écologique, et doivent pouvoir être accompagnés vers d'autres activités. Ainsi par exemple les emplois de la santé, de l'aide aux personnes et des services de proximité, essentiels pour assurer la continuité des activités socioéconomiques dans un climat dégradé, vont rester fortement recruteurs, et doivent également œuvrer à améliorer leur qualité.

b) Les emplois de la transition peuvent être une opportunité de reconversion pour tous, notamment les personnes éloignées de l'emploi

Plus largement, le vivier de personnes en reconversion, estimé à 20 % environ des demandeurs d'emploi⁵³¹ quel que soit leur secteur d'origine, est indispensable pour satisfaire les besoins de recrutement des chantiers-clés de la transition robuste (voir Partie 1). **En effet, la formation initiale ne peut pas seule y répondre dès aujourd'hui** et cela pourrait s'accroître dans le contexte démographique futur (cf. ci-après). En outre, plus les tensions de recrutement sont importantes, plus les recruteurs sont ouverts à accueillir des profils en reconversion et à mutualiser des actions de formation pour avoir des volumes suffisants, comme ont pu le faire des entreprises de travaux publics.

L'accès à des emplois ouvriers peu qualifiés de la décarbonation peut être favorisé pour des personnes engagées dans des parcours d'insertion, par exemple dans la collecte et le réemploi de matériaux usagés, le maraîchage, la conduite de bus ou les métiers peu qualifiés du BTP. La baisse du chômage depuis 2015 a moins bénéficié aux personnes peu ou pas diplômées et le nombre de personnes éloignées de l'emploi croît [364]. Saisir ces opportunités nécessite d'investir la construction de parcours vers ces métiers. C'est le cas, par exemple, de la Fédération des Entreprises d'Insertion de la région PACA qui identifie des opportunités dans le bâtiment et l'éolien en mer accessibles à ses publics. Les parcours d'insertion comprennent généralement une découverte de métiers, des formations aux compétences de base (comme le français), des formations techniques, puis un accès à l'emploi souvent facilité par un premier contrat aidé au sein d'une structure d'insertion. Les clauses sociales présentes dans de nombreux marchés publics incitent à recruter des profils via l'insertion. L'insertion des jeunes NEET⁵³², dont le taux est particulièrement élevé (12,5 % en 2025) en France [365], est un défi à explorer au regard des opportunités de la transition en termes d'emplois peu qualifiés. Les écoles ETRE donnent un exemple de parcours qui permette à ces jeunes de découvrir les métiers manuels de la transition, et de s'y former.

Mal anticipée, la transition présente des risques pour l'emploi

a) Une concurrence accrue pour recruter des actifs dont les effectifs vont se réduire

Les tensions dans le recrutement de beaucoup d'emplois-clés de la décarbonation entraînent un risque de concurrence pour les profils rares, comme on l'observe sur d'autres ressources essentielles de la transition écologique pour lesquelles des conflits d'usage apparaissent. Les conflits peuvent s'observer **entre les secteurs de la**

⁵³¹ France Travail

⁵³² L'acronyme NEET, de l'anglais « Not in Employment, Education or Training » désigne les jeunes de moins de 30 ans qui ne sont ni en emploi, ni en études ni en formation.

décarbonation et d'autres secteurs. Ainsi, les industries navales ou d'armement recherchent les mêmes profils d'électriciens, électromécaniciens ou soudeurs que les énergies renouvelables. Le secteur aéronautique, historiquement plus rémunérateur, peut capter des ingénieurs dont le ferroviaire a besoin. L'impact de potentielles réindustrialisations est également à prendre en compte car elles pourraient accroître les besoins de main-d'œuvre industrielle difficile à recruter, mais aussi offrir des débouchés à des salariés menacés dans les activités carbonées en réduction.

La concurrence peut aussi se jouer **entre secteurs de la décarbonation** : ainsi entre le rail et les transports en commun, entre le nucléaire et les énergies renouvelables, avec fréquemment un écart dans les conditions proposées aux salariés, plus favorables aux secteurs établis de longue date. Les travaux publics se trouvent à la croisée de ces dynamiques : les opérateurs de transport et les énergéticiens comptent sur leurs effectifs pour mettre en œuvre les chantiers de construction et d'entretien des infrastructures de la transition, mais aucune vue d'ensemble à moyen terme ne permet d'anticiper et d'échelonner les besoins de recrutement traditionnellement en tension. Si le personnel qualifié manque pour l'ensemble des projets à venir, face à des demandes simultanées de construction d'infrastructures carbonées (autoroutes, data centers) ou de régénération du rail, les entreprises de travaux publics priorisent les commandes selon leur poids économique et leur prévisibilité à moyen terme plutôt que selon la contribution du chantier à la décarbonation de l'économie. Les travaux de repérage des emplois en tension⁵³³ peuvent éclairer les politiques publiques pour prioriser la transition écologique dans la carte régionale de formations, par exemple dans les choix de colorer certains diplômes pour les besoins d'un secteur particulier, et dans les financements alloués.

Ces conflits pour capter la main-d'œuvre disponible se jouent déjà, et vont s'accroître dans un contexte démographique en pleine mutation. Le vivier de jeunes à recruter dans les métiers d'ouvriers et de techniciens est d'ores et déjà réduit car plus de la moitié (52 % des étudiants du CAP au Bac+2 [366]) poursuivent des études supérieures. De plus, les filières de l'enseignement professionnel dans l'industrie, le bâtiment et les transports sont marquées par un fort taux d'abandon en cours et fin de formation. Ainsi seuls 27 % des jeunes ayant suivi une formation industrielle du CAP au BTS exercent un métier industriel 12 mois après la formation [367]. À cela vient s'ajouter depuis 2010 une baisse des naissances qui va se refléter sur la population active. La diminution des effectifs de collégiens va avoir un impact dès 2030 [368] sur les diplômés disponibles, ce qui préoccupe déjà les centres de formation d'apprentis (CFA) et lycées professionnels. Cela va se traduire notamment sur les effectifs d'apprentis, déjà affectés par la baisse des financements, alors que l'apprentissage constitue un mode de recrutement et de formation privilégié pour les emplois à pourvoir en particulier dans le bâtiment, les énergies, les transports et l'industrie. Toutes choses étant égales par ailleurs, selon l'INSEE, la population active en 2050 pourrait passer juste sous le seuil actuel de 30 millions, avec 200 000 jeunes de moins de 25 ans de moins qu'en 2021, mais aussi 900 000 actifs de plus de 55 ans supplémentaires⁵³⁴. Des aménagements seront à imaginer pour rendre les emplois de la transition les plus exigeants physiquement (dans l'agriculture, le BTP et les transports) compatibles avec la préservation de la santé de salariés plus âgés. Enfin

⁵³³ En particulier la prospective métiers et qualification du Haut-commissariat à la stratégie et au plan, le Baromètre emploi-formation régionalisé de la Transition écologique du réseau des Carif-Oref, et la liste des métiers en particulière évolution de France Compétences

⁵³⁴ [453] Le seuil de 30 millions correspond à l'année 2021. Toutes les données de l'INSEE se basent sur des hypothèses de constance du recours à la main-d'œuvre immigrée et du régime des retraites.

dans nombre de secteurs-clés de la décarbonation (en particulier le ferroviaire et le BTP), d'importants volumes de départs en retraite au cours de la période considérée vont intensifier les tensions de recrutement.

La capacité des employeurs à développer la qualité des emplois et leur attractivité en lien avec les acteurs de la formation et de l'insertion, ainsi que leur capacité de recrutement et de fidélisation, vont être plus déterminantes que jamais. Le développement de ces capacités est particulièrement complexe pour les filières émergentes dont le modèle économique reste fragile. Elle requiert d'investir des logiques collaboratives en filière et en inter-filières sur les territoires, avec le soutien des acteurs publics, pour dépasser le risque de conflit.

b) Le tabou des destructions d'emploi empêche de les anticiper et de les accompagner

Les impacts de la décarbonation en termes de suppressions d'emploi restent trop rarement mentionnés dans les études prospectives de branche, le dialogue social et la plupart des entretiens réalisés dans le cadre du présent rapport, qu'il s'agisse de la construction de bâtiments neufs, des industries pétrolières et gazières, ou encore du fret routier. Sujet tabou ou argument anti-décarbonation, ces destructions d'emplois ne peuvent donc faire l'objet de projets que ce soit pour les éviter par la recherche d'alternatives de développement économique sur le bassin concerné, pour les atténuer par exemple en limitant les remplacements des départs en retraite, et pour préparer les reconversions restantes, alors que des dispositifs d'accompagnement sont mobilisables (voir II.B.2.a). La filière automobile offre un contre-exemple avec la participation de la Plateforme Automobile PFA sur la partie construction, et l'ANFA sur les services à des travaux de prospective qui mettent en évidence la baisse des emplois de la filière.

Un risque plus temporaire de baisses d'emploi intervient après des pics liés à la construction d'infrastructures essentielles à la décarbonation : centrales nucléaires et éoliennes, bornes de recharge électrique, transports en commun, etc. Le risque est d'autant moins pris en compte par les grands secteurs de la décarbonation qu'il est largement externalisé sur leurs sous-traitants, bureaux d'études et entrepreneurs de travaux publics. L'exemple récent de la fin du déploiement de la fibre optique montre pourtant comment les branches concernées et leurs Opco peuvent unir leurs forces pour réorienter les salariés concernés [369]. Ces chantiers résultant fréquemment de marchés publics, il serait utile de systématiser les clauses d'accompagnement des salariés à la fin de leurs missions, en particulier les intérimaires et CDD.

Enfin, du côté des acteurs de la formation continue, la capacité des organismes à intégrer à temps les enjeux de la décarbonation dans leur offre, en lien avec les évolutions réglementaires et la demande des actifs et des employeurs, peut leur offrir un facteur de différenciation dans un contexte de crise économique particulièrement importante du secteur.

c) Des temporalités d'action complexes à maîtriser

Saisir les opportunités et prévenir les risques présentés ci-dessus suppose une planification très fine, qui combine des temporalités différentes. A court terme, les débouchés d'affaires conditionnent les projets de recrutement ; mais la disponibilité de main-d'œuvre qualifiée se construit à moyen terme quand elle s'appuie sur la formation continue et à long terme quand elle requiert la mobilisation des jeunes scolaires.

Le risque de retards a été souligné à plusieurs reprises dans ce rapport, car il décale la décarbonation et menace l'atteinte de la neutralité carbone en 2050. Plus les plans de développement des compétences d'une filière comme le nucléaire, les réseaux électriques ou les transports en commun reposent sur l'enseignement et l'orientation scolaire, et plus il faudra attendre avant d'en voir les effets en situation de travail. Même si la coloration de diplômes existants est largement mobilisée pour une mise en œuvre plus rapide, **consacrer un plus grand effort à la formation continue des actifs permettrait d'agir plus vite.**

La coexistence de technologies carbonées et décarbonées sur des durées importantes peut amener à un empilement des compétences d'aujourd'hui et de demain dans les programmes de formation dont la durée n'est pas extensible. Ainsi les chauffagistes devront-ils encore savoir maintenir des chaudières à fioul et gaz pendant au moins 15 ans, en plus de maîtriser les pompes à chaleur. De même, les mécaniciens et techniciens de maintenance automobile devront pouvoir intervenir sur des moteurs thermiques et électriques bien après l'interdiction de la vente de véhicules thermiques de 2035⁵³⁵, puisqu'il y aura encore des voitures thermiques en circulation pendant une vingtaine d'années supplémentaires.

Mais le risque de former trop tôt existe également si les opportunités d'emploi ne coïncident pas en nombre avec les sorties de formation, mettant alors en difficulté les diplômés qui ne s'inséreront pas dans leur nouveau domaine et, au-delà, les organismes de formation et les financeurs ayant investi dans ces parcours sans assurer un bon remplissage ou une insertion à la sortie satisfaisante. Les politiques industrielles et les politiques d'emploi et formation doivent être mises en cohérence pour minimiser ce risque en sécurisant les débouchés économiques des filières de la décarbonation.

⁵³⁵ A date de rédaction, l'évolution de cette échéance réglementaire est à l'étude au niveau européen. Néanmoins les mécaniciens automobiles devront pouvoir intervenir sur des moteurs thermiques bien après 2035, que l'objectif de réduction des émissions de gaz à effet de serre retenu par la Commission Européenne soit de 90 ou de 100%, puisqu'il y aura encore des voitures thermiques et hybrides en circulation pendant une vingtaine d'années supplémentaires.

Activer les leviers emploi et formation pour une transition robuste

Investir sur la durée

Fixer un cap à moyen terme pour anticiper

Compte tenu des délais pour repérer les besoins et organiser les parcours, une gestion prévisionnelle des emplois et des compétences⁵³⁶ doit être définie à horizon de 5 à 10 ans, avec un suivi intermédiaire pour ajuster et tenir compte des priorités de recrutement à plus court terme. **Elle doit prendre appui sur les stratégies de décarbonation cohérentes, lisibles et stables autour desquelles construire une vision partagée des mutations.** Cette planification permet de poser les priorités à décliner dans les politiques de l'emploi, ainsi que dans la programmation des formations, en reliant plus fortement formation initiale, continue et enseignement supérieur. L'implication des entreprises dans ces plans est essentielle pour les articuler à leurs besoins et sécuriser les débouchés post-formation.

Se mobiliser par filière

Les exemples des réseaux électriques et du nucléaire indiquent que **la filière⁵³⁷ semble la maille la plus pertinente pour réfléchir aux besoins et mutualiser les actions.** Le secteur permet en théorie une négociation collective de branche, mais celle-ci reste trop rare en matière de gestion prévisionnelle des emplois et compétences et plus encore en intégrant les enjeux de décarbonation. De plus, le périmètre de la branche ne couvre pas toutes les entreprises de la chaîne de valeur : c'est le cas dans le ferroviaire ou les énergies renouvelables. Les facteurs de réussite de ces initiatives de filière sont la visibilité à long terme sur la demande et le soutien public, la facilitation par un organisme de branche de référence (comme le CCCA-BTP dans la construction ou l'AFT dans les transports) autour d'une vision de l'évolution de leur secteur, et une approche structurée autour de commanditaires majeurs comme les constructeurs automobiles. Le périmètre retenu doit inclure l'ensemble des acteurs : par exemple pour le fret en associant les transporteurs et leurs clients. Les pouvoirs publics doivent poursuivre leur soutien financier et d'accompagnement aux filières, comme cela a été fait avec de nombreux EDEC et projets Compétences et Métiers d'Avenir de France 2030, dont la prolongation est souhaitable. Ces démarches permettent de responsabiliser et d'accompagner les secteurs carbonés sur la reconversion future de leurs salariés. Elles peuvent aussi constituer une première étape pour développer la maturité des employeurs sur ces sujets, et les inciter à négocier un socle commun suffisamment attractif pour parvenir à recruter et retenir les profils essentiels à la décarbonation dans un marché du travail de plus en plus concurrentiel.

⁵³⁶ Nous entendons ici au-delà du cadre réglementaire l'ensemble des démarches d'anticipation des évolutions des emplois et des compétences, ainsi que des moyens pour préparer ces évolutions. Ces démarches sont à mener tant à l'échelle de l'entreprise, quel que soit son effectif, qu'à celui d'un secteur, d'une filière, et d'un territoire. Le Secrétariat Général à la Planification Ecologique mène une démarche de ce type à l'échelle nationale.

⁵³⁷ La filière désigne l'ensemble des activités complémentaires qui concourent, d'amont en aval, à la réalisation d'un produit fini. Un secteur regroupe des entreprises, et entités légales qui exercent la même activité principale. (d'après les définitions de l'INSEE). On parle de négociation de branche entre représentants patronaux et salariaux d'un même secteur.

Animer la coordination des acteurs économiques, emploi-formation, et environnement sur les territoires

Une bonne articulation entre stratégies sectorielles ou de filières pour l'environnement et stratégies locales de décarbonation du territoire, basée sur des rôles clarifiés, est indispensable pour agir en complémentarité. Elle peut prendre appui sur les instances existantes comme les COP régionales⁵³⁸, le Réseau pour le plein emploi⁵³⁹, selon la dynamique dans chaque région⁵⁴⁰. Les initiatives au niveau d'un bassin d'emploi sont pertinentes sous réserve qu'elles intègrent les besoins de la décarbonation, s'inscrivent dans le temps long et évitent la surspécialisation qui limite les possibilités d'évolution des salariés comme dans l'exemple historique des bassins miniers. La coordination doit organiser la mutualisation d'outils de diagnostic (par exemple avec les CARIF OREF⁵⁴¹) et de pilotage et le partage d'expériences. L'animation de cette coordination peut être portée par la Région, au niveau des Maisons de l'Emploi, ou encore à l'échelle plus ciblée d'un site de fabrication comme au Havre où France Travail, l'Afpa et Siemens Gamesa ont uni leurs forces pour recruter et former des opérateurs de production d'éoliennes dans des délais resserrés. Comme il existe des facilitateurs de clauses sociales, il serait utile de mettre en place des chargés de mission emploi-compétences pour la décarbonation dans tous les bassins d'emploi où des enjeux sont repérés.

Parier sur les profils en reconversion

Au regard des besoins de recrutement et des effectifs limités de jeunes sortant du système scolaire avec une qualification adéquate, les reconversions professionnelles offrent un vivier prioritaire. Elles doivent faire l'objet d'investissements sur la durée. Les financements pour accompagner les actifs en reconversion en matière de bilan de compétences et d'accès à la formation doivent être rétablis et sécurisés. Pour les formations de techniciens particulièrement en tension tels que les plombiers-chauffagistes ou électriciens, la possibilité de financer des actions de formation d'une durée supérieure au plafond actuel de 1 200 heures appliqué aux demandeurs d'emploi est nécessaire. L'alternance est à privilégier pour répondre aux préférences des apprenants et réduire leur délai d'intégration en entreprise. Du côté des employeurs, l'accès aux soutiens existants, comme le programme MUTEKO⁵⁴², le FIPU⁵⁴³ et le FTJ⁵⁴⁴, doit être simplifié, et ces financements préservés. Les dynamiques territoriales peuvent à nouveau faciliter la mise en œuvre de ces différentes ressources, comme dans le Comité Régional pour l'Emploi de Nouvelle-Aquitaine qui porte la question des reconversions dans le dialogue social territorial. Enfin, du côté du cadre réglementaire, la mise en œuvre de la loi du 24 octobre 2025 sur les périodes de reconversion pourrait sécuriser davantage les parcours de reconversions, sous réserve de financements plus conséquents.

⁵³⁸ Inspirées des Conférences of the Parties (COP) réunissant les États parties à la convention-cadre des Nations unies sur les changements climatiques (CCNUCC), les COP régionales visent à définir au sein d'une région les leviers d'actions permettant d'atteindre les objectifs nationaux de réduction de GES et de protection de la biodiversité.

⁵³⁹ Le Réseau pour l'emploi est constitué de l'État, des collectivités et des services publics de l'emploi pour définir sur chaque territoire l'accompagnement des demandeurs d'emploi et des employeurs.

⁵⁴⁰ Voir plus d'exemples de niveaux d'action dans l'étude du Réseau Action Climat "Les emplois de la transition écologique dans les territoires ruraux", janvier 2026

⁵⁴¹ Centres d'animation, de ressources et d'information sur la formation – observatoires régionaux emploi-formation

⁵⁴² Dispositif d'accompagnement des démarches d'anticipation des Mutations Économiques et de Développement de l'Emploi et des Compétences, géré par les Directions régionales de l'économie, de l'emploi, du travail et des solidarités

⁵⁴³ Fonds d'investissement dans la prévention de l'usure

⁵⁴⁴ Fonds de transition juste

Préparer la relève avec l'apprentissage

Il ne s'agit pas pour autant de renoncer à capter les jeunes via des formations initiales adaptées aux filières d'avenir de la décarbonation. **L'apprentissage, par sa capacité à combiner recrutement et formation, et sa pédagogie proche du travail, peut devenir la voie royale vers les métiers ouvriers et techniciens de la transition écologique**, en en priorisant les financements pour les emplois en tension de qualification du CAP au Bac+2. Il peut notamment favoriser l'insertion de jeunes décrocheurs. Les efforts conjoints des établissements et des employeurs doivent être intensifiés pour prévenir l'abandon en cours et fin de cursus. En complément, l'enseignement professionnel par voie scolaire permet de répondre aux préférences de certains élèves, ainsi qu'aux freins à l'accueil des mineurs en entreprise.

Des leviers à activer sans attendre

Dans un contexte budgétaire et politique incertain, le développement des capacités humaines indispensables pour la décarbonation peut, sans attendre, faire l'objet d'actions qui seront bénéfiques aux secteurs concernés, sans risque de regret quelles que soient les évolutions à venir :

- **Développer la polyvalence dans les emplois pour sécuriser les actifs et les débouchés de leurs employeurs**, comme le font par exemple les entreprises générales du bâtiment qui forment leurs personnels de chantiers pour intervenir tant en construction neuve qu'en rénovation, ou les réseaux de garages dont certains techniciens peuvent intervenir tant sur des moteurs thermiques qu'électriques.
- **Développer les compétences transverses nécessaires à la décarbonation**, telles que la pensée stratégique, systémique et long terme, la gestion des risques, la mesure d'impact, la coopération avec différentes parties prenantes... afin d'accroître les capacités de réflexion et d'action des personnes au-delà de formations à visée d'adaptation au poste.
- **Renforcer l'orientation professionnelle et valoriser les emplois ouvriers et techniciens de la décarbonation**, et développer la mixité dans ces filières. Pour cela, il faut améliorer la visibilité des emplois et formations concernés, avec des exemples concrets et des témoignages. **Les conseillers⁵⁴⁵ ont besoin d'être assez nombreux en régions, et formés et outillés pour informer sur les opportunités réelles de la décarbonation**, tout en évitant de diriger vers des emplois « bruns »⁵⁴⁶ sans avenir. Les initiatives en cours à l'APEC, à France Travail et dans certaines missions locales doivent se déployer plus largement.
- **Agir sur la qualité des emplois industriels, des transports, de l'agriculture et du BTP pour se préparer tant aux évolutions du marché de l'emploi qu'aux impacts du changement climatique sur les conditions de travail**. Ceci doit notamment prendre appui sur les partenaires sociaux, en soutenant un dialogue social qui doit plus systématiquement intégrer la dimension environnementale prévue par les textes. Encore embryonnaire, cet objet de dialogue est indispensable pour une appropriation dans les entreprises, les branches et les organismes paritaires des impacts de la décarbonation sur le travail, l'emploi et les compétences [370].

⁵⁴⁵ Orientation scolaire pour les jeunes, et conseil en évolution professionnelle dispensé par le réseau AvenirActifs

⁵⁴⁶ On appelle parfois emplois « bruns » ceux qui impliquent directement ou indirectement une activité polluante ou fortement émettrice de carbone. Source Fondation Travailler Autrement

- **Accompagner les entreprises dans l'amélioration de leur gestion des ressources humaines**, allant du recrutement à la gestion des emplois, compétences et parcours professionnels. Pour les plus petites entreprises, l'appui des Opco et des DREETS est essentiel, de préférence via des accompagnements collectifs à l'instar de Décarbon'Pro proposé par l'ATPro pour les PME des Hauts-de-France, ou le groupe de travail Attractivité des métiers agricoles mis en place dans le cadre d'un Plan Alimentaire Territorial. L'accès à la formation des actifs non-salariés, artisans du bâtiment, exploitants agricoles et garagistes indépendants, doit être soutenu par les Chambres des métiers et les Fonds d'assurance formation.
- **Former les formateurs, enseignants et accompagnateurs, et plus largement l'ensemble des acteurs territoriaux** dont nous avons souligné plus haut la nécessaire implication aux enjeux de la transition écologiques dans leurs secteurs et métiers [371].

La réussite de la décarbonation repose sur la disponibilité de professionnels en nombre et qualité adéquats non seulement dans chaque chantier-clé de ce rapport, mais plus largement dans les filières dans lesquelles ils et elles interviennent, en tenant compte de leurs interactions et parfois concurrence avec les autres secteurs économiques. **Relever les opportunités en termes d'attractivité et d'insertion nécessite une coordination des acteurs dans une temporalité complexe : transformer la formation est un investissement sur 5 à 10 ans qui nécessite une forte anticipation des besoins de recrutement. Des initiatives sont déjà mises en œuvre et doivent être intensifiées pour permettre aux actifs de se projeter dans des emplois durables.**

Contact

Vinciane Martin
Coordinatrice Emploi et Formation
vinciane.martin@theshiftproject.org

Cécile de Calan
Ingénieure de projet - Experte Formation & Emploi
Cecile.decalan@theshiftproject.org

Damien Amichaud
Chef de projet Formation Continue
Damien.amichaud@theshiftproject.org

Héloïse Lesimple
Pilote communication et affaires publiques Transition Robuste
heloise.lesimple@theshiftproject.org

www.theshiftproject.org

La décarbonation vue sous l'angle de la consommation de cuivre

Le cuivre, métal d'hier et de demain

Les technologies nécessaires à la transition énergétique sont très consommatrices en métaux [372] [373]. Dans ce contexte, le cuivre occupe une place singulière. Métal ancien, il possède des propriétés physiques (conductivité électrique élevée, ductilité⁵⁴⁷, résistance à la corrosion) qui en font un métal structurant des systèmes techniques modernes. Il est omniprésent dans les infrastructures existantes : construction, équipements, infrastructure électrique, transport et industrie. **La consommation mondiale de cuivre atteint ainsi environ 33 Mt en 2024.** La plus grande partie provient de la production minière (environ 22,7 Mt). Le reste est assuré par le recyclage, soit environ 11 Mt, provenant à la fois du raffinage de cuivre recyclé (4,7 Mt) et de la fusion directe de déchets de cuivre (6,2 Mt) [374]. En 1900, la production mondiale était d'environ 1Mt, et croît depuis à un rythme moyen de 3% par an, ce qui correspond à un doublement de la production tous les 25 ans environ [375].

Au-delà de ces usages historiques, **le cuivre est aujourd'hui le métal qui trouve le plus d'applications dans les technologies de la transition énergétique.** Il est par exemple fortement mobilisé dans l'éolien, le solaire, les réseaux électriques, les véhicules électriques et les batteries [376].

L'importance économique et technologique du cuivre, dont la **demande est appelée à croître fortement** avec l'accélération de la transition, explique son classement comme **matière première stratégique**, et par ailleurs **critique dans le CRMA** (Critical Raw Material Act)⁵⁴⁸ et toutes les listes de métaux critiques des autres pays.

L'AIE⁵⁴⁹ souligne de son côté un **risque croissant de tensions structurelles sur l'offre**, la demande liée à la transition énergétique s'ajoutant aux usages existants, dans un contexte de croissance démographique et de développement économique mondial.

Enfin, il faut mentionner que si la transition énergétique accroît la demande en métaux, leur caractère **récupérable et recyclable** pourrait permettre à long terme d'envisager une diminution sensible du recours à l'extraction primaire, à condition de maîtriser la croissance annuelle de cette demande. En effet, contrairement aux ressources énergétiques fossiles dont la consommation devra être réduite à zéro, la consommation de métaux pourra se poursuivre sur le long terme à condition de pouvoir équilibrer la demande avec les capacités de recyclage.

L'objectif de ce document est d'évaluer la compatibilité de différentes trajectoires de transition avec les contraintes matérielles réelles de la filière cuivre.

⁵⁴⁷ Capacité d'un matériau à se déformer sans se rompre

⁵⁴⁸ Le CRMA est une initiative du plan industriel du pacte vert, portant sur les matières critiques. Depuis 2011, la Commission publie des listes de matières premières critiques (CRM), mises à jour tous les trois ans, et dont le cuivre fait partie depuis 2023. Le CRMA introduit des objectifs d'autosuffisance de l'UE à plusieurs étapes de la chaîne de valeur. Les objectifs 2030 pour les matières premières stratégiques sont ainsi : 10% de la consommation de l'UE extraite dans l'UE ; 15% de la consommation annuelle de l'UE pour chaque matière première stratégique en provenance du recyclage ; 40% de la consommation annuelle de l'Union pour chaque matière première stratégique raffinée sur le territoire de l'UE ; au maximum 65% de la consommation annuelle de l'UE de chaque matière première critique à tout stade de transformation en provenance d'un même pays tiers.

⁵⁴⁹ Agence Internationale de l'Energie (2025) - Global Critical Minerals Outlook 2025

Chaîne de valeur du cuivre et vulnérabilités d'approvisionnement

Structure générale de la filière cuivre

La chaîne de valeur du cuivre **primaire** se divise en deux procédés, en fonction du type de minerais traités [377].

Les minerais sulfurés, dont la teneur en cuivre est généralement comprise entre 0,5 et 1% représentent environ 80% de la production mondiale actuelle. Ils sont concentrés sur le site d'extraction pour obtenir un produit contenant environ 30% de cuivre, avant d'être traités par pyrométallurgie (fusion / affinage).

Les minerais oxydés, moins concentrés, sont majoritairement traités par hydrométallurgie. Les coûts de traitement sont plus faibles, et les minerais sont plus accessibles. Ils représentent les 20% restant de la production mondiale.

A l'issue de ces deux procédés, on obtient du cuivre raffiné sous forme de cathodes de cuivre, pures à 99,99%. Ces cathodes sont ensuite fondues pour produire des produits semi-finis et finis.

Le cuivre recyclé peut quant à lui être réintroduit à différents stades de la filière selon la qualité des déchets (voir plus bas).

Production minière mondiale : volumes, concentration et risques

En 2024, la **production minière** mondiale de cuivre s'élève à environ **23 Mt**. Elle est relativement concentrée géographiquement. Trois pays – Chili, Pérou et République démocratique du Congo – concentrent près de 50 % de la production mondiale, et sept pays fournissent plus de 70 %⁵⁵⁰ de l'offre [374].

Cette concentration constitue un facteur majeur de vulnérabilité. Elle expose la chaîne d'approvisionnement à des risques géopolitiques, réglementaires et sociaux, ainsi qu'à des contraintes environnementales croissantes.

De plus, plusieurs grandes régions productrices sont soumises à un stress hydrique élevé⁵⁵¹, et à une méfiance accrue sur les activités minières des populations locales, ce qui peut limiter durablement les capacités de production⁵⁵² en retardant des projets, ou en les fermant (Panama) [378].

Le raffinage du cuivre, une concentration géographique forte

Le raffinage constitue un maillon encore plus concentré que l'extraction : la Chine possède entre 41 et 45,5 % des capacités mondiales de raffinage, alors qu'elle ne représente qu'environ 8 % de la production minière. En 2024, la production mondiale de cuivre **raffiné** est d'environ **27 Mt** en incluant le raffinage secondaire. Les deux tiers de cette production sont utilisés sous leur forme pure, environ 20% sous forme de laiton (alliage de cuivre et de zinc),

⁵⁵⁰ Ces dépendances sont toutefois à relativiser : pour tous les minerais stratégiques à l'exception du cuivre, les trois premiers pays producteurs cumulent au moins 75% de la production mondiale. (p14, D. Lolo et J. Fellous, approvisionnements en métaux critiques : l'industrie au défi des grandes dépendances)

⁵⁵¹ D'après l'AIE [5], 52% des mines se trouvent dans des zones à fort stress hydrique. La production de cuivre est dépendante de la ressource en eau, avec des ordres de grandeur compris entre plusieurs dizaines et une centaine de m³ d'eau par tonne de cuivre produite [477]. L'intensité hydrique est donc un facteur structurel de la vulnérabilité de l'offre.

⁵⁵² D'après [382] l'empreinte eau du cuivre est en moyenne autour de 74kL/t de cuivre.

environ 5% sous forme de bronze (alliage de cuivre et d'étain), et moins de 5% pour le reste des alliages [379]. Selon l'ADEME, il existe plus de 400 alliages de cuivre sur le marché [380].

Le recyclage du cuivre

Le cuivre est **théoriquement** un métal **recyclable sans perte de propriétés physiques ou de performances**. Cependant, les alliages de cuivre en fin de vie, la diversité des compositions et les difficultés de tri rendent souvent difficile un recyclage permettant de retrouver exactement les propriétés initiales. Le recyclage peut alors conduire à des applications différentes de l'usage initial, ce qui correspond à un recyclage en boucle ouverte.⁵⁵³

Les déchets contenant du cuivre constituent ainsi un gisement de métaux appelé « mine urbaine ».

On distingue deux catégories de déchets cuivreux. Les **déchets de production (new scrap)** correspondent aux chutes et rejets issus des procédés industriels de transformation. Ils sont généralement propres, bien triés et quasiment intégralement recyclés. Les **déchets post-consommation (old scrap)** proviennent quant à eux des produits en fin de vie (bâtiments, réseaux, véhicules, équipements électriques) et présentent des niveaux de contamination⁵⁵⁴ et d'hétérogénéité plus élevés⁵⁵⁵. Leur collecte est plus complexe et plus coûteuse, en raison de la dispersion des gisements, des limites aux gestes de tri et de l'exportation d'une partie des flux, ce qui constitue un frein supplémentaire à leur valorisation [380].

Le **recyclage** du cuivre recouvre **deux voies industrielles** distinctes. Les scraps propres, principalement des new scraps et une fraction limitée d'old scraps de haute qualité (i.e. avec de très faibles teneurs en résiduel⁵⁵⁶), sont recyclés par **refusion** directe et réintégrés dans la fabrication de produits ou d'alliages sans passer par le stade d'un nouveau raffinage. À l'inverse, les old scraps plus complexes sont recyclés par **raffinage**, via des procédés pyrométallurgiques pour produire des cathodes.

En 2024, un tiers de l'usage total de cuivre mondial est couvert par le recyclage : environ 15% (5 Mt) par raffinage, et 18% (6 Mt) par refusion. Les scénarios de l'AIE font monter ce taux entre 52% et 56% en 2050 (autour de 30 Mt). (Calculs à partir de [376] et [381])

Toutefois, ces mêmes travaux soulignent que cette montée en puissance est **structurellement contrainte par l'inertie des stocks**. Le cuivre étant largement immobilisé dans des infrastructures de longue durée de vie (bâtiments, réseaux, équipements), les flux de fin de vie (*old scrap*) progressent lentement. De plus, dans un contexte de forte croissance de la consommation, même un recyclage à 100% ne permettrait pas de couvrir la nouvelle demande. Ainsi, bien que nécessaire, le recyclage ne suffit pas à lui seul à se prémunir des tensions offre-demande dans la phase de transition.

Les cas européens et français

Entre 2016 et 2020, l'Union européenne représente une **part marginale de la production minière mondiale de cuivre**, estimée autour de **3 à 5 %**, alors qu'elle **concentre environ**

⁵⁵³ « Il est aujourd'hui impossible, d'un point de vue économique et dans les conditions actuelles du marché français, de créer un système de recyclage traitant un nombre important d'alliages sans mélanger les différentes références. » [380], p12

⁵⁵⁴ Au sens de la présence d'éléments non métalliques et de résiduels métalliques

⁵⁵⁵ Ce sont ces déchets qui sont désignés par le terme mine urbaine

⁵⁵⁶ Concentration d'éléments indésirables présent dans un scrap de cuivre par rapport à la spécification du produit final visé.

10 % de la consommation mondiale. Cela se traduit par une **forte dépendance aux importations au stade de l'extraction**, évaluée à **environ 48 %**⁵⁵⁷. Au stade du raffinage, l'UE représente 9,5% de la production mondiale de cuivre raffiné, pour 15% de la consommation mondiale, ce qui fait chuter la dépendance aux importations au stade du raffinage à 17% [382].

La **France** bien que partie intégrante de l'Union Européenne, qui est la bonne échelle pour traiter ses enjeux, se situe dans une situation très contrainte. Elle ne dispose d'aucune production minière ni de capacités d'affinage du cuivre, ce qui la rend complètement dépendante des importations pour alimenter son industrie. Ainsi, la consommation de cuivre raffiné du pays s'établit autour de 170 kt en 2023, mais ne reflète que l'activité de fabricants de produits semi-finis (principalement des câblers). En réalité, la **consommation finale** qui intègre l'ensemble des produits finis incorporant du cuivre (bâtiment, transports, équipements), est estimée **entre 500 et 700 kt/an** [383].

Concernant le recyclage, la France collecte des volumes conséquents de déchets de cuivre (218 kt en 2021). La filière dispose de capacités industrielles pour le recyclage par fusion des déchets les plus purs, mais ne dispose pas d'unités d'affinage indispensables au traitement des déchets de cuivre les moins purs. Ainsi, en 2021, 206 kt de ces déchets sont exportés, et le recyclage par fusion n'atteint que 66 kt (avec des imports de 53 kt de déchets de cuivre). [384]

Les enjeux mondiaux pour la filière cuivre face à la transition énergétique

Les projections prospectives (décrites ci-dessous) relatives au cuivre convergent vers un diagnostic partagé : **la demande mondiale de cuivre est appelée à croître d'ici 2050**, en particulier dans les scénarios compatibles avec les objectifs climatiques internationaux. Toutefois, l'ampleur de cette croissance, ainsi que sa compatibilité avec les capacités d'offre varient sensiblement selon les méthodes de modélisation et les hypothèses retenues. Nous faisons le choix ici d'exposer uniquement les résultats de ces scénarios net 0, les trajectoires moins ambitieuses appelleront des quantités de cuivre mobilisées moins importantes.

Scénarios énergétiques et ordres de grandeur de la demande

Les scénarios mondiaux de l'AIE projettent des augmentations de la demande de cuivre comprises entre +64% et +78% entre 2023 et 2050, passant de 32 Mt à 57 Mt pour le scénario Net Zero Emission⁵⁵⁸ (NZE) (Calculs à partir de [376] et [381]).

L'AIE met en avant la part croissante de la demande liée aux technologies bas-carbone pour le **cuivre raffiné**⁵⁵⁹, qui passe de 24% en 2023 à 47% pour le scénario NZE [376]. Cette

⁵⁵⁷ La dépendance aux importations (Import Reliance) se calcule comme suit : $\max\{0; \frac{\text{Import}-\text{Export}}{\text{Domestic Production}+\text{Import}-\text{Export}}\}$ Au stade de l'extraction, on compare les flux de minerais, au stade du raffinage, on compare les flux de cuivre raffiné

⁵⁵⁸ L'Agence internationale de l'énergie (AIE) élabore des scénarios prospectifs servant de cadres d'analyse des politiques énergétiques : **STEPS** (Stated Policies Scenario), fondé sur les politiques en vigueur ; **APS** (Announced Pledges Scenario), intégrant les engagements annoncés ; et **NZE** (Net Zero Emissions by 2050), décrivant une trajectoire compatible avec la neutralité carbone mondiale à l'horizon 2050.

⁵⁵⁹ On parle bien ici du cuivre raffiné, soit 26 Mt en 2023 et 41 Mt en 2050 pour le scénario NZE. La fusion directe des déchets cuivreux n'est pas incluse.

croissance concerne principalement les réseaux électriques, les véhicules électriques, les capacités de production renouvelable et les infrastructures associées⁵⁶⁰.

Les projections d'Eurométaux⁵⁶¹ conduisent à des ordres de grandeur encore plus élevés : la demande mondiale de cuivre pourrait atteindre environ 70 Mt en 2050, dont 9 à 15 Mt directement liées aux technologies de la transition énergétique, soit 13 à 21 % de la demande totale. À l'échelle européenne⁵⁶², la consommation de cuivre pourrait passer d'environ 4,3 Mt en 2023 à 6 Mt en 2050 (+40%), avec une augmentation liée à la transition énergétique estimée à 1,25 Mt à l'horizon 2030, et 1,5 Mt à l'horizon 2040-2050. [385]

Ces augmentations sont à comparer aux évolutions historiques de la production de cuivre. La production mondiale de cuivre a historiquement crû à un rythme moyen d'environ 3 % par an sur plus d'un siècle, passant d'environ 1 Mt en 1900 de cuivre primaire à plus de 20 Mt aujourd'hui [375]. À ce titre, les rythmes de croissance requis par les scénarios climatiques ambitieux peuvent paraître compatibles avec les dynamiques historiques. Cependant, cette lecture masque deux fragilités structurelles identifiées : la problématique de flux, et celle de concentration des minerais.

Ressources géologiques, capacités extractives et contrainte de flux

Afin de qualifier les capacités d'approvisionnement mondiale en cuivre, il convient de distinguer les ressources et les réserves minières. Le terme ressources correspond à une estimation des quantités de minerais présents dans le sol, tandis que les réserves sont la part de ces ressources dont l'extraction est possible économiquement et techniquement à date⁵⁶³.

Le BRGM⁵⁶⁴ souligne que les ressources et réserves de cuivre ont globalement augmenté⁵⁶⁵ au cours des dernières décennies, notamment grâce à la prise en compte de gisements de moindre teneur et aux progrès technologiques [386]. D'après l'USGS⁵⁶⁶, les réserves mondiales sont estimées à environ 1 Gt, soit environ 45 ans au rythme actuel de production. Les ressources sont estimées autour de 2,1 Gt de cuivre [374]. De plus, de nombreux projets miniers figurent dans le « pipeline⁵⁶⁷ » mondial, ce qui témoigne de ce potentiel géologique non épuisé. Toutefois, l'existence de ressources géologiques ne garantit pas la capacité du système minier à fournir les volumes requis dans les délais impartis.

Ainsi, de nombreux travaux mettent en évidence un **écart potentiel entre la future demande en cuivre mondiale et le potentiel d'approvisionnement** – ce qui signifie que le rythme d'extraction pourrait ne pas être en mesure de suivre la demande croissante. Parpan et al. mobilisent une modélisation « mine par mine » pour confronter explicitement les trajectoires de demande issues de différents scénarios de transitions aux capacités de production primaire de cuivre en 2050. Dans 9 projections sur 15, l'auteur met en avant des écarts

⁵⁶⁰ Sur les infrastructures électriques, cette vision est nuancée par les acteurs français (Enedis, RTE) qui pensent que l'aluminium pourrait se substituer pour la plupart des usages en cas de trop fortes tensions sur le cuivre.

⁵⁶¹ Eurométaux est une association porte-parole des producteurs et recycleurs de métaux non ferreux en Europe.

⁵⁶² UE27 + Royaume-Uni + AELE (Islande, Liechtenstein, Suisse et Norvège)

⁵⁶³ Pour une définition plus géologique se référer à https://mrmr.cim.org/media/1134/cim-definition-standards_2014_fr.pdf

⁵⁶⁴ Le Bureau de Recherches Géologiques et Minières (BRGM) est l'établissement public français de référence pour les sciences de la Terre, fournissant des données, expertises et prospectives sur les ressources géologiques et minières.

⁵⁶⁵ Lorsque l'on dit que des ressources ou réserves géologiques augmentent, cela ne signifie pas que du cuivre soit apparu, mais simplement que l'on a découvert l'existence potentielle de cuivre non identifié auparavant.

⁵⁶⁶ L'United States Geological Survey (USGS) est l'agence scientifique fédérale des États-Unis chargée de la collecte, de l'analyse et de la diffusion de données sur les ressources naturelles, la géologie, les minerais, l'eau et les risques naturels.

⁵⁶⁷ Par « pipeline mondial », on entend l'ensemble des projets miniers identifiés à l'échelle mondiale qui ont été annoncés ou sont en cours de développement à différents stades, et qui sont pris en compte pour les projections d'offre de minéraux critiques. Dans ses projections, l'AIE s'appuie sur un examen détaillé de tous ces projets pour estimer l'évolution future de l'offre de minerais comme le cuivre.

d'approvisionnement, dont 5 avant 2035 [387]. L'AIE évalue les capacités prévues par les projets miniers recensés, selon un scénario de base et un scénario de production élevée. L'écart production-demande est probable dès 2030, et atteint entre 9 et 14Mt en 2040, ce qui correspond à environ 40% de la demande totale [376]. L'OFREMI⁵⁶⁸ prévoit un déficit moyen autour de 6 Mt en 2035 à l'échelle mondiale [388].

Les délais de développement **d'un projet minier** de cuivre sont estimés en moyenne **entre 15 et 20 ans**, depuis l'exploration jusqu'à la mise en production. Ces délais, combinés à des risques élevés de retard ou d'annulation liés à des contraintes sociales, environnementales ou géopolitiques, peuvent limiter fortement la capacité du système minier à augmenter le rythme d'extraction à court et moyen terme pour répondre à temps au niveau de demande croissant.

Dégradation des teneurs et contraintes énergétiques

Un deuxième facteur structurel aggravant est la **baisse continue des teneurs des minerais de cuivre**. La teneur moyenne des gisements exploités est passée de 1,68 % en 1990 à 0,98 % en 2017, soit une baisse d'environ 40% en trente ans. Les mines récemment mises en production affichent des teneurs moyennes de 0,53 %, tandis que les projets en développement présentent des teneurs de l'ordre de 0,43 % [386].

Cette dégradation se traduit par une augmentation du tonnage de roches à extraire et à traiter par tonne de cuivre produite, entraînant une hausse des besoins en énergie et en eau, ainsi que des volumes de déchets d'extraction ou de traitement [386]. Le secteur minier doit donc consommer davantage d'énergie pour répondre à la demande (sauf rupture technologique) dans un contexte d'approvisionnement énergétique sous contrainte de décarbonation. Cette tension peut **accroître les coûts et limiter la capacité d'expansion rapide de l'offre**. [389] A contrario, cette augmentation des coûts rendra le **recyclage encore plus compétitif**.

Enseignements clés sur la consommation de cuivre au cours de la décarbonation

Présentation de notre méthodologie

Principes du modèle

L'objectif du modèle est de **quantifier les besoins en cuivre associés aux trajectoires sectorielles** décrites précédemment. On évalue le cuivre contenu dans les biens, ou les infrastructures destinés à la demande intérieure.

Le modèle repose sur des intensités cuivre adaptées à chaque secteur. Il utilise les flux, entrant (construction de biens / infrastructures) ou sortant (mise au rebut de biens/ infrastructures), pour déterminer les flux de cuivre via leur intensité cuivre. A défaut de données sur les flux, le modèle s'appuie sur les données de stocks existants de biens/ infrastructures, auxquels sont associées des durées de vie, afin de reconstituer les flux entrants et sortants. Enfin, le cuivre recyclable est calculé à partir des flux sortants en appliquant des taux de collecte et de recyclage, permettant d'évaluer la part effectivement récupérable. On considère dans les

⁵⁶⁸ L'Observatoire Français sur les Ressources Minérales pour les filières industrielles (OFREMI) est une structure nationale initiée par le gouvernement français pour analyser les chaînes de valeur des métaux stratégiques et les risques d'approvisionnement. Co-animé par différents établissements (BRGM, CEA, ADEME, IFRI et IFPEN), il associe pouvoirs publics, organismes de recherche et filières industrielles afin de produire des analyses stratégiques utiles à la décision publique et aux choix d'investissement.

graphiques affichés plus loin que le cuivre recyclé maximum théorique est exactement le cuivre sortant, ce qui est bien sûr inatteignable car il ne prend pas en compte les pertes de matière.

Périmètre, hypothèses

Les secteurs couverts sont l'agriculture, les biens électroménagers, la construction (tertiaire et logement), le numérique (data centers et équipements numériques), la mobilité, l'agriculture, l'industrie.

Une partie de la consommation totale n'est pas couverte, par exemple celle des trains ou des avions.

Le comptage se fait dans une approche « empreinte », c'est-à-dire du point de vue de la consommation : on considère le cuivre incorporé dans les biens/infrastructures vendus en France, peu importe leur provenance⁵⁶⁹.

Les estimations des **besoins en cuivre actuels pour la consommation française** (c'est-à-dire, exprimées en empreinte), peuvent varier significativement selon les méthodologies retenues, dans une fourchette comprise **entre 350 kt et 700 kt** [390, 389, 383]. À cet égard, notre point de départ fixé à 300 kt suggère que le **périmètre considéré dans cette analyse n'est pas exhaustif**⁵⁷⁰.

En conséquence, les évolutions relatives présentées dans ce rapport, notamment les augmentations exprimées en pourcentage par rapport à 2025, sont susceptibles d'être surestimées. En effet, une base de référence plus élevée conduirait mécaniquement à atténuer les variations relatives observées. Ces éléments invitent ainsi à considérer les résultats comme des ordres de grandeur, représentatifs de tendances, plutôt que comme des estimations absolues.

Enseignement n°1 : L'électrification des véhicules routiers et, dans une moindre mesure, l'augmentation de la capacité de production électrique et le déploiement des centres de données, sont les plus gros contributeurs à la consommation de cuivre au cours de la décarbonation.

La décarbonation implique une forte électrification des équipements et une augmentation concomitante de la capacité de production d'électricité bas carbone. En particulier, les véhicules électriques et leurs batteries, et les infrastructures de production électrique renouvelable, requièrent du cuivre. Leur déploiement rapide et massif contribue à augmenter significativement la consommation de cuivre. Sur la même période, un déploiement raisonné des centres de données sur le territoire français (pour y accueillir les usages français), voire leur déploiement non maîtrisé, contribue significativement à l'augmentation de la consommation de cuivre.

Pour illustrer notre propos, voici le point de départ de la consommation de cuivre en 2025 :

⁵⁶⁹ Seule exception : le cuivre contenu dans les immobilisations industrielles (bâtiments d'usines) sur le territoire français est compté, même si elles servent à produire des biens qui seront exportés.

⁵⁷⁰ Notre évaluation se rapproche de celles de l'ADEME, du BRGM (OFREMI) et de Négawatt ce qui nous paraît cohérent compte tenu des écarts de périmètres et des secteurs non couverts dans notre travail.

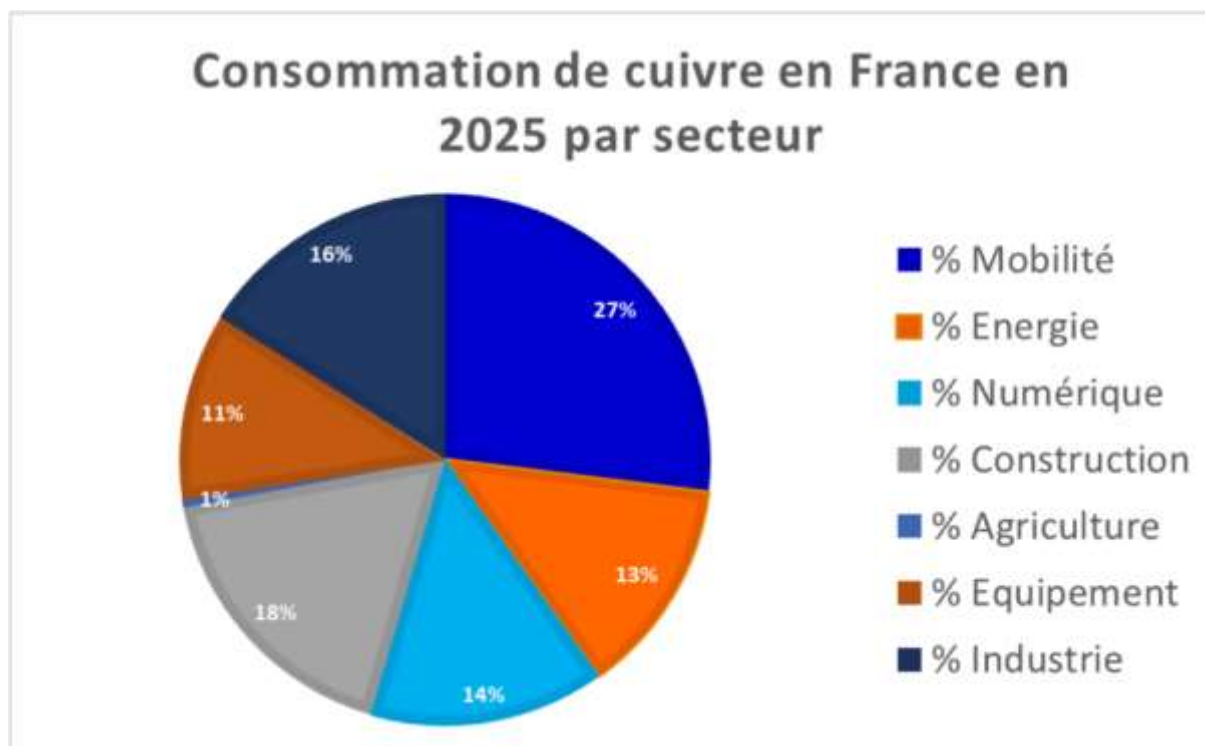


Figure 74 : Consommation de cuivre par secteur en France en 2025

Nous avons simulé **deux trajectoires** : l'une mettant en scène une pleine réussite des chantiers de décarbonation, et l'autre supposant une pleine réussite de l'électrification mais un échec des chantiers de maîtrise de la consommation électrique – c'est-à-dire la trajectoire la plus consommatrice de cuivre.

Voici les évolutions de part de la consommation de cuivre de la mobilité et de l'énergie :

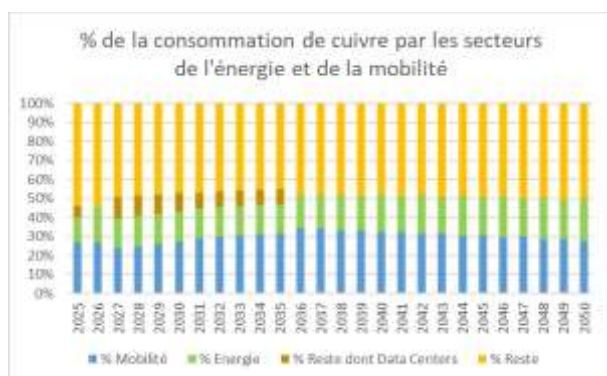


Figure 75 - Trajectoire de réussite de tous les chantiers – The Shift Project

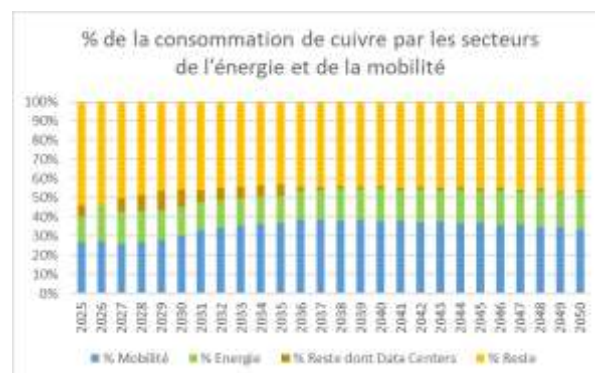


Figure 76 : Trajectoire la plus consommatrice de cuivre (réussite des chantiers d'électrification mais sans maîtrise de la consommation) – The Shift Project

Pour ces deux trajectoires, la part de consommation de l'énergie et de la mobilité passent de 40% à 50% entre 2025 et 2050, alors même que la consommation de cuivre globale augmente.

Le déploiement des centres de données contribue aussi à la croissance de la consommation de cuivre, principalement sur la période 2025-2035, où il contribue à 6 % à 10 % de la consommation de cuivre. Dans un cas on suppose un déploiement maîtrisé permettant de couvrir les usages français (trajectoire de réussite des chantiers de maîtrise de la consommation) ; dans l'autre cas on suppose que le déploiement continue, à un rythme réduit, au-delà de 2035 (trajectoire la plus consommatrice de cuivre).

Enseignement n°2 : Limiter la consommation de cuivre, par exemple par les reports modaux de la voiture vers le train, les transports en commun et le vélo, par une maîtrise de la taille des voitures et par la maîtrise du développement des centres de données, contribue à sécuriser la nécessaire électrification des équipements

L'électrification des véhicules routiers et, dans une moindre mesure, l'augmentation de la production électrique et le développement des centres de données, sont les principaux contributeurs à la croissance de la consommation de cuivre au cours de la décarbonation.

La période 2025-2035 est la plus critique pour la consommation de cuivre. Dans le cas où l'ensemble des chantiers d'électrification et de production électrique prennent leur trajectoire haute, c'est au moment de l'accélération de l'effort de décarbonation (2025-2035) que la consommation de cuivre augmente le plus vite et atteint les niveaux les plus importants. Les ventes annuelles de voitures électriques et véhicules utilitaires atteignent leur maximum en 2035, alors que le déploiement des data centers, maîtrisé, est en cours, et que les énergies renouvelables électriques ont pris leur rythme de déploiement élevé et stable. La consommation se réduit, à la faveur de la fin de l'installation des centres de données français, puis se stabilise.

Les chantiers de maîtrise de la consommation électrique permettent de maîtriser la consommation de cuivre, et sécurisent l'électrification. Sur la période la plus critique en termes de consommation de cuivre, une contrainte d'approvisionnement sur le cuivre risquerait de ralentir les chantiers d'électrification et d'installation de renouvelables électriques. Pour sécuriser l'électrification, il est nécessaire de maîtriser la consommation de cuivre, ce que permettent les chantiers de maîtrise de la consommation électrique : reports modaux de la voiture vers le vélo, les transports en commun et le train, maîtrise de la taille des voitures électriques et de leur batterie.

Le levier de substitution du cuivre par l'aluminium est déjà mobilisé sur le réseau électrique, peu de gains sont à attendre de ce côté. Les entretiens avec les gestionnaires du réseau électrique national nous montrent que la substitution des câbles par de l'aluminium est déjà massivement adoptée quand cela est possible techniquement.

Nous avons simulé deux trajectoires contrastées. La Figure 77 met en scène la réussite complète de l'ensemble des chantiers retenus dans ce étude. La Figure 78 suppose la réussite des chantiers d'électrification, mais l'échec des chantiers de maîtrise de la consommation⁵⁷¹ – c'est-à-dire la trajectoire la plus consommatrice de cuivre.

⁵⁷¹ Il s'agit des reports modaux de la voiture vers le train, les transports en commun du quotidien, et le vélo. La maîtrise de la taille des voitures et de leur batterie est incluse dans les deux trajectoires, avec une baisse de la masse moyenne des véhicules de 250kg hors batterie par rapport à 2025, et une taille moyenne de batteries comprise entre 50 et 60 kWh.

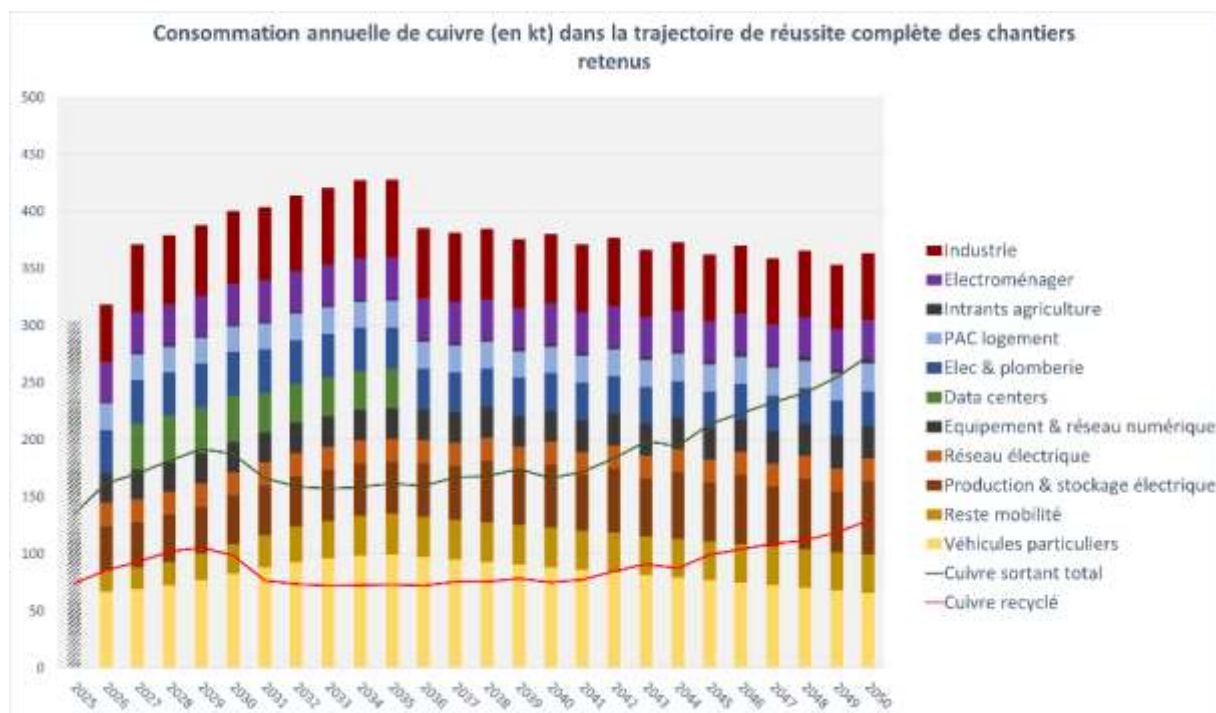


Figure 77 : Consommation annuelle de cuivre dans la trajectoire de réussite haute des chantiers – The Shift Project

Dans la trajectoire de réussite de tous les chantiers (Figure 77), on observe une croissance soutenue jusqu'en 2035, année du pic de consommation à 428 kt, soit une augmentation de 40 % par rapport à 2025.

A partir de 2036, la trajectoire optimiste pour les data centers suppose une limitation de leur déploiement, et l'achèvement du rapatriement de nos usages étrangers. La consommation de cuivre pour les centres de données retombe à 0kt/an par rapport aux 34kt/an depuis 2031.

Dans le même temps, la vente de voitures électriques neuves augmente jusqu'à atteindre 100 % des ventes en 2035. Or, le nombre absolu de ventes réduit progressivement à partir de cette date, étant donné que l'usage de la voiture régresse avec la forte progression des modes actifs (vélo, vélo à assistance électrique) et des transports en commun (dont le train pour les voyages). Ainsi, le nombre absolu de vente de voitures électriques diminue lentement après 2035.

Le maximum de consommation de cuivre pour les centres de données et celui pour les voitures électriques sont franchi à la même période. La consommation décline sensiblement au moment de l'arrêt du déploiement des centres de données, puis elle décline lentement jusqu'à 2050.

En moyenne annuelle sur 2025-2050, la consommation de cuivre est 25% plus élevée qu'en 2025, ce qui mobilise 1 930 kt en plus que si la consommation en 2025 était maintenue.

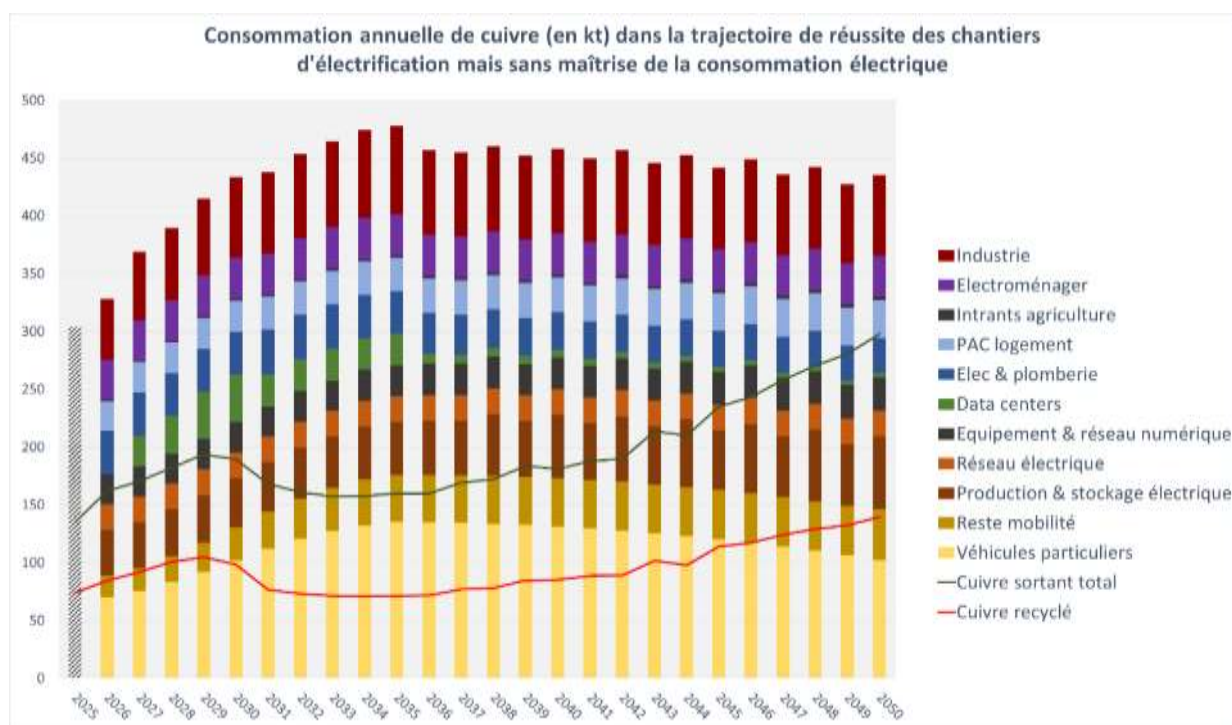


Figure 78 : Consommation annuelle de cuivre dans la trajectoire de réussite haute des chantiers sans maîtrise de la consommation électrique – The Shift Project

La trajectoire de réussite des chantiers d'électrification mais sans maîtrise de la consommation électrique implique une forte croissance de besoin du cuivre jusqu'en 2035, année du pic de consommation, à 486 kt, soit une augmentation de 60% par rapport à 2025. En moyenne annuelle sur 2025-2050, la consommation de cuivre est 44 % plus élevée qu'en 2025, ce qui mobilise 3 340 kt en plus que si la consommation en 2025 était maintenue.

La comparaison de ces deux trajectoires fait apparaître l'effet sensible des leviers de maîtrise de la consommation électrique sur la consommation de cuivre : sur la période 2025-2050, ces leviers permettent de mobiliser 40 % de cuivre en moins (1 400 kt en moins).

Enseignement n°3 : La quantité de cuivre recyclable est structurellement limitée à court terme et dépend du rythme de la transition. Les capacités industrielles de recyclage au niveau européen devront suivre ce rythme.

Le recyclage du cuivre contenu dans les produits en fin de vie ne peut couvrir qu'une part limitée des besoins en cuivre à court terme, en raison de l'inertie des stocks de cuivre. Le cuivre est contenu dans des équipements/ constructions à durées de vie longues (bâtiments, industrie, transports, infrastructures électriques). La fin de vie de ces équipements se fait « au fil de l'eau », induisant un flux annuel de cuivre accessible pour le recyclage stable pour la prochaine décennie.

Une électrification rapide entraîne un besoin accru de cuivre primaire sur la période 2025-2035, avant de générer des volumes recyclables significatifs à partir du milieu des années 2040. Le cuivre qui sera incorporé dans les équipements et infrastructures de l'électrification ne sera à nouveau disponible pour être recyclé qu'en fin de vie de ces équipements, c'est-à-dire 15 à 20 ans plus tard. Exploiter ce stock de cuivre nouvellement constitué sur le territoire français, et en profiter pour réduire la dépendance européenne au

cuivre importé, implique d'anticiper le développement des capacités industrielles de recyclage, à la fois en volume et en coordination (notamment à l'échelle européenne).

Nous avons simulé **deux trajectoires** contrastées : la première (Figure 79) met en scène une réussite de l'ensemble des chantiers retenus dans cette étude ; la seconde (Figure 80) met en scène leur échec complet.

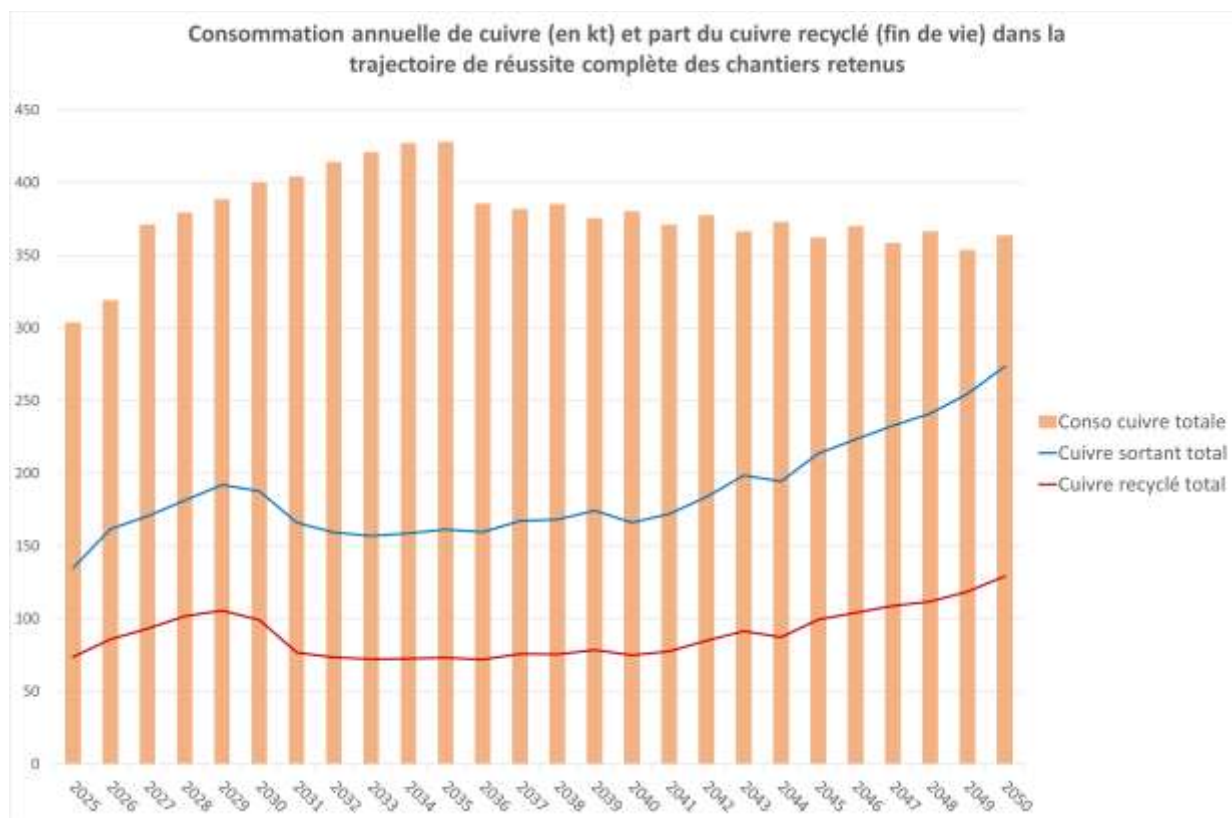


Figure 79 : Consommation annuelle de cuivre et part du cuivre recyclé dans la trajectoire de réussite haute des chantiers– The Shift Project

Dans la trajectoire de réussite (Figure 79), la forte consommation de cuivre au cours de la décennie 2025-2035 constitue un stock de cuivre sur le territoire français (dans les véhicules électriques, les éoliennes, installations photovoltaïques, centres de données). Ce stock redevient progressivement disponible pour sa collecte et son recyclage à partir de la décennie 2040. Ainsi, le cuivre recyclé pourrait passer de 20% de la part d'approvisionnement aujourd'hui à 36% en 2050. Si l'on recyclait et récoltait tous les biens – ce qui est en pratique impossible⁵⁷², ces taux pourraient atteindre 75% de l'approvisionnement en 2050.

⁵⁷² Il est généralement admis que 85 % au plus du cuivre contenu dans les produits en fin de vie peut être récupéré. [377]

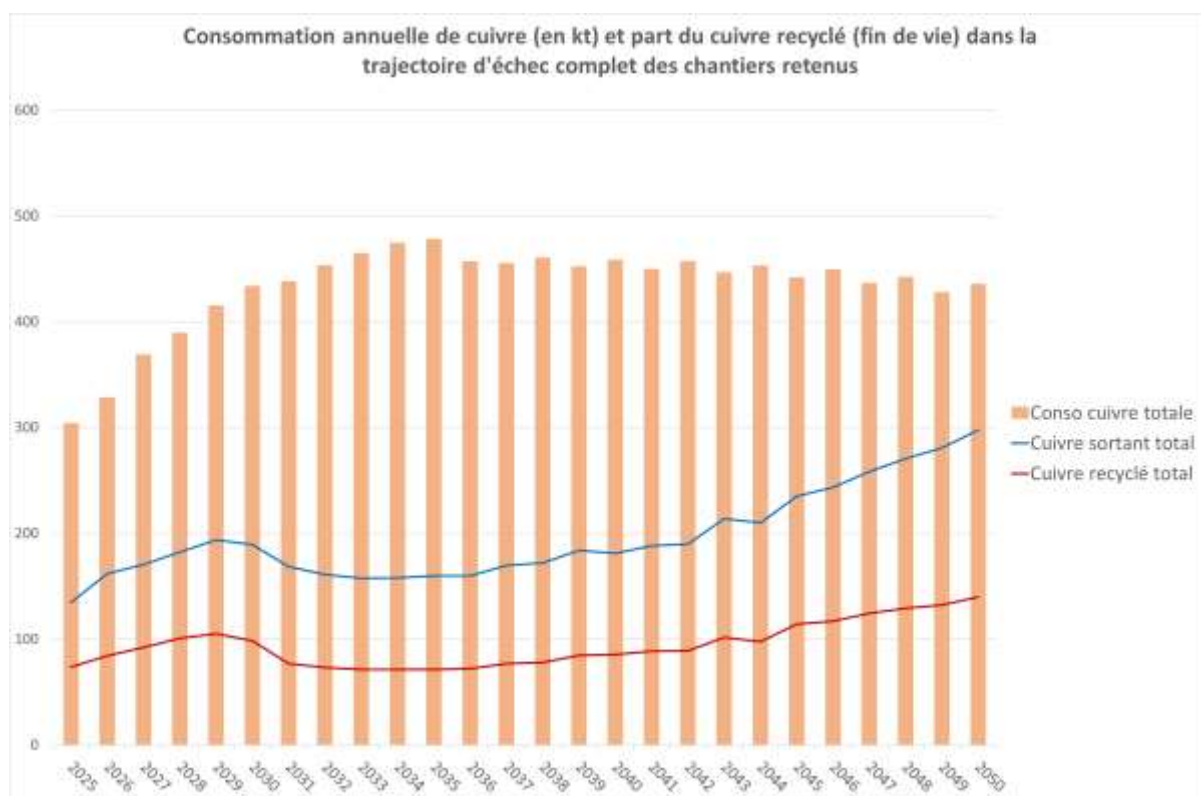


Figure 80 : Consommation annuelle de cuivre et part du cuivre recyclé dans la trajectoire de réussite basse des chantiers– The Shift Project

Dans la trajectoire d'échec complet (proche d'un *business as usual*), les dynamiques sont nettement moins marquées. On note que le choix de trajectoire ne change pratiquement rien au flux de cuivre sortant sur la période 2025-2040. La consommation de cuivre augmente plus fortement sur la fin de la décennie 2040, avec la montée en puissance tardive de l'électrification des voitures et des camions.

Facteurs clés de sécurisation de l'approvisionnement en cuivre

Face aux tensions structurelles identifiées, la sécurisation des trajectoires de transition repose sur un ensemble de **leviers qu'il faudra combiner**, car aucun ne permet, pris isolément, de résoudre les déséquilibres potentiels entre offre et demande.

Substitution : potentiels techniques et limites

Il est possible de substituer le cuivre par d'autres matériaux, notamment l'aluminium pour les réseaux électriques. Celui-ci présente une conductivité électrique environ 40% inférieure à celle du cuivre, ce qui impose des sections de câbles 1,5 à 2 fois plus grandes [379]. Ces contraintes limitent les gains potentiels et rendent la substitution difficile, voire impossible dans certains usages critiques pour lesquels l'encombrement est contraint (par exemple pour les transformateurs de puissance ou l'électronique). En France, cette substitution est déjà massivement mobilisée dans les réseaux électriques selon les acteurs du secteur.

Par ailleurs, la substitution tend à **déplacer la contrainte** plutôt qu'à la supprimer. L'aluminium, même s'il apparaît plus abondant, est lui-même un métal très énergivore à produire et dépendant d'un accès à une électricité abondante et bas-carbone.

Recyclage et sobriété matière

Le recyclage constitue un **pilier central** pour la filière cuivre, mais son potentiel est plafonné par des contraintes physiques et industrielles. En Europe et en France, le renforcement des capacités de tri et de raffinage secondaire est un enjeu crucial pour réduire la dépendance aux approvisionnements extérieurs.

Les leviers d'usage sont également à mettre en œuvre dans la double optique de robustesse énergétique et matière : **priorisation** des usages critiques (réseaux, infrastructures énergétiques), **allongement de la durée de vie** des équipements, **limitation** de certains usages non essentiels ainsi qu'orientation des déploiements vers des **solutions moins intensives en matériaux** — par exemple des véhicules plus légers et de plus petite taille.

Renforcer les données et la prospective sur le cuivre

Les données publiques portent principalement sur les flux directs de matières premières et intègrent insuffisamment le cuivre contenu dans les biens importés.

Si les données de consommation apparente de cuivre de l'économie française existent, elles ne sont pas facilement accessibles et peuvent présenter des écarts significatifs entre elles. Ainsi différentes études apportent différentes estimations de la quantité apparente de cuivre mobilisée annuellement par la consommation française autour de 2020, variant du simple au double (entre 350 et 700 kt/an⁵⁷³).

Les exercices de prospective à horizon 2050 existent au niveau mondial ou européen mais reposent sur des hypothèses hétérogènes. Des projets sont en cours pour reproduire ces travaux à l'échelle française de manière à anticiper plus finement les tensions potentielles d'approvisionnement de notre économie. (Projet DyMod du programme de recherche Sous-sol, bien commun)

Le potentiel du recyclage est par ailleurs imparfaitement documenté, même si la collecte paraît plutôt bonne. La traçabilité et le suivi des flux de cuivre recyclé, notamment à l'échelle européenne, constituent un axe important d'amélioration de nos connaissances.

Contact

Claire Dupré

Chargée de projet Cuivre

claire.dupre@theshiftproject.org

Erwan Proto

Modélisateur Industrie

erwan.proto@theshiftproject.org

Maxime Efoui-Hess

Coordinateur Industrie et Numérique

maxime.efoui@theshiftproject.org

Héloïse Lesimple

Pilote communication

et affaires publiques

Transition Robuste

heloise.lesimple@theshiftproject.org

www.theshiftproject.org

⁵⁷³ D'après O. Vidal, directeur de recherche ISTerre - Grenoble (entretien) autour de 700kt.

D'après le BRGM, entre 500 et 700kt [383].

D'après l'étude de Négawatt pour l'ADEME, la consommation en 2019 serait proche de 350kt [390].

D'après l'ADEME (feuilleton matériaux de la transition), la consommation française est plutôt autour de 504kt en moyenne.

Références

- [1] Our World in Data, "Annual CO2 emissions," [Online]. Available: https://ourworldindata.org/explorers/co2?time=2001..2024&hideControls=false&Gas+or+Warming=CO%E2%82%82&Accounting=Territorial&Fuel+or+Land+Use+Change=All+fossil+emissions&Count=Per+country&country=OWID_WRL~FRA.
- [2] Citepa, "Explorateur de données," [Online]. Available: <https://www.citepa.org/explorateur-de-donnees/>.
- [3] Forbes, "Oil Is The Outlier In The World's Post-COVID Energy Recovery," 23 août 2022. [Online]. Available: <https://www.forbes.com/sites/thebakersinstitute/2022/08/23/oil-is-the-outlier-in-the-worlds-post-covid-energy-recovery>.
- [4] IEA, "Oil 2021 - Analysis and forecast to 2026," 2021.
- [5] Vie publique, "Industrie : une facture énergétique en augmentation de 46% en 2021," 20 décembre 2022. [Online]. Available: <https://www.vie-publique.fr/en-bref/287586-industrie-facture-energetique-en-augmentation-de-46-en-2021?>.
- [6] SDES, "Chiffres clés de l'énergie," 2022.
- [7] Ministère de l'économie, "Flash conjoncture France - Gaz dans l'industrie depuis la crise énergétique: l'exemple de la chimie," 18 mars 2025. [Online]. Available: <https://www.tresor.economie.gouv.fr/Articles/2025/03/18/flash-conjoncture-france-gaz-dans-l-industrie-depuis-la-crise-energetique-l-exemple-de-la-chimie>.
- [8] Alterna énergie, "Comprendre la crise de 2022 et ses conséquences," 12 décembre 2022. [Online]. Available: <https://www.alterna-energie.fr/blog-article/pros-comprendre-la-crise-et-ses-consequences>.
- [9] Connaissance des énergies, "Détroit d'Ormuz : quelle importance dans le transport de pétrole et de gaz ?", 5 mars 2026. [Online]. Available: <https://www.connaissancedesenergies.org/questions-et-reponses-energies/detroit-dormuz-quelle-importance-dans-le-transport-de-petrole-et-de-gaz>.
- [10] ONU commerce et développement, "Les perturbations du trafic maritime à Ormuz accentuent les risques pour l'énergie, les engrais et les économies vulnérables," 10 mars 2026. [Online]. Available: <https://unctad.org/fr/news/les-perturbations-du-traffic-maritime-ormuz-accentuent-les-risques-pour-lenergie-les-engrais-et>.
- [11] Our World in Data, "Crude oil exports, 1980 to 2020," [Online]. Available: https://ourworldindata.org/explorers/natural-resources?tab=line&time=1980..2020&country=USA~RUS~IRN~SAU~IRQ~CAN~ARE~OWID_WRL&pickerSort=desc&pickerMetric=oil_exports&Resource=Oil&Metric=Exports&Count=Total.
- [12] Wikipédia, "2026 Iran war," [Online]. Available: https://en.wikipedia.org/wiki/2026_Iran_war#In_Gulf_states.
- [13] SDES, "Chiffres clés de l'énergie - édition 2025," 2025.
- [14] The Shift Project, "Approvisionnement pétrolier futur de l'Union européenne : état des réserves et perspectives de production des principaux pays fournisseurs," 2021.
- [15] The Shift Project, "Gaz naturel : quels risques pour l'approvisionnement de l'Union européenne ?", 2022.

- [16] The Shift Project, "La Souveraineté par la décarbonation : voie nécessaire pour la France et l'Europe," 2025.
- [17] GIEC, "TS.2 Large-scale Climate Change: Mean Climate, Variability and Extremes," 2021. [Online]. Available: <https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg1/chapter/technical-summary/>.
- [18] Gouvernement français, "Adaptation de la France au changement climatique - PNACC 3," 2025. [Online]. Available: <https://www.ecologie.gouv.fr/politiques-publiques/adaptation-france-changement-climatique>.
- [19] RTE, "Futurs énergétiques 2050 - Principaux résultats," 2021.
- [20] Ministère de la transition écologique, "Vers la 3e Stratégie nationale bas-carbone (SNBC 3)," 12 décembre 2025. [Online]. Available: <https://www.ecologie.gouv.fr/politiques-publiques/3e-strategie-nationale-bas-carbone-snbc-3>.
- [21] SDES, "Consommation d'énergie par usage du résidentiel," 25 mars 2025. [Online]. Available: <https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/consommation-denergie-par-usage-du-residentiel>.
- [22] ADEME - Arcep, "Etude ADEME – Arcep sur l'empreinte environnementale du numérique en 2020, 2030 et 2050," 13 mars 2023. [Online]. Available: <https://www.arcep.fr/la-regulation/grands-dossiers-thematiques-transverses/lempreinte-environnementale-du-numerique/etude-ademe-arcep-empreinte-environnemental-numerique-2020-2030-2050.html>.
- [23] ADEME, "Contribution du développement de la marche et du vélo à la décarbonation et à l'amélioration de la qualité de l'air," 2025.
- [24] Insee, "La voiture reste majoritaire pour les déplacements domicile-travail, même pour de courtes distances," *Insee Première*, Janvier 2021.
- [25] CGDD, "Bilan annuel des transports en 2024," 2025.
- [26] République Française - le Gouvernement, "Plan vélo & mobilités actives," 2018.
- [27] ADEME - AVELO, "AVELO 3," [Online]. Available: <https://avelo.ademe.fr/avelo-3/>.
- [28] Union des entreprises sport & cycle, "Une baisse des ventes qui ne remet pas en cause les atouts du vélo," 25 avril 2025. [Online]. Available: <https://www.unionsportcycle.com/les-actualites/2025-04-25/l-observatoire-du-cycle-2024>.
- [29] Rutile bike, "En 2025, plus de 33 000 vélos cargos vendus en France," 21 juillet 2025. [Online]. Available: [https://rutile.bike/blogs/actualites/combien-de-velo-cargo-electrique-en-france-2025#:~:text=Selon%20les%20derni%C3%A8res%20donn%C3%A9es%20\(CycloLogistics,continue%20de%20grimper%20en%202025](https://rutile.bike/blogs/actualites/combien-de-velo-cargo-electrique-en-france-2025#:~:text=Selon%20les%20derni%C3%A8res%20donn%C3%A9es%20(CycloLogistics,continue%20de%20grimper%20en%202025).
- [30] Fédération des Usagers et des usagers de la Bicyclette (FUB), "Baromètre des villes cyclables," [Online]. Available: <https://barometre.parlons-velo.fr/>.
- [31] J. Caletrio, "L'association vélo-train aux Pays-Bas : un mode de transport prometteur dans un environnement favorable," 2024.
- [32] Vélo & Territoires, "Etude intermodalité Vélo-transports terrestres," 2025.
- [33] geovelo, "Bicycle facilities," geovelo, [Online]. Available: <https://amenagements-cyclables.fr/fr/stats>.
- [34] ADEME, "Impact économique et potentiel de développement des usages du vélo en France en 2020," 2020.
- [35] FUB ROZO, "Bilan programme Alveole 2," 2022.

- [36] CLAP vélo, "Alvéole, c'est fini : et maintenant, comment financer et réussir son parking vélo en 2026 ?", [Online]. Available: <https://www.clapvelo.com/post/alveole-plus-subsventions>.
- [37] France vélo Filière économique, "Rendre le vélo accessible à tous via les employeurs," 2025.
- [38] France vélo Observatoire des emplois, "64 000 emplois dans la filière vélo," 7 juillet 2025. [Online]. Available: https://filierevelo.com/2025/07/07/emploisvelo_2024/.
- [39] F. Héran, Le retour de la bicyclette, La Découverte, 2015.
- [40] Ministère de la transition écologique, "Prévenir les violences et apaiser les tensions pour mieux partager la voie," 2025.
- [41] VéloEgaux, "Favoriser l'accès au vélo pour toutes et tous," FUB, [Online]. Available: <https://www.veloegaux.fr/>.
- [42] ADEME Agir pour la transition, "Calculez les émissions de carbone de vos trajets," ADEME, 12 novembre 2025. [Online]. Available: <https://agirpourlatransition.ademe.fr/particuliers/evaluer-son-impact/calculer-empreinte-carbone/calculer-emissions-carbone-trajets>.
- [43] The Shift Project, "Décarboner nos trajets du quotidien : comprendre pour agir," 2025.
- [44] Cerema, "Enquêtes mobilité / L'actualité des EMC² : enquêtes en cours et derniers résultats," 25 octobre 2025. [Online]. Available: <https://www.cerema.fr/fr/actualites/enquetes-mobilite-actualite-emc2-enquetes-cours-derniers>.
- [45] CEREMA, "Mobilités du quotidien : tendances et enseignements," 2025.
- [46] A. Bigo, "Les transports face au défi de la transition énergétique. Explorations entre passé et avenir, technologie et sobriété, accélération et ralentissement," 2020.
- [47] Car Labelling, "Évolution du taux moyen d'émissions de CO₂ en France," ADEME, [Online]. Available: <https://carlabelling.ademe.fr/chiffrescles/r/evolutionTauxCo2>.
- [48] Commission européenne, "Questions et réponses sur le train de mesures pour le secteur automobile," 16 décembre 2025. [Online]. Available: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/fr/qanda_25_3053.
- [49] ayvens, "Car Cost Index 2025," 2025. [Online]. Available: <https://www.ayvens.com/-/media/ayvens/public/shared/documents/ayvens-car-cost-index-2025---march-2025.pdf>.
- [50] Largus, "Les constructeurs qui passent au 100% électrique d'ici 2030 en Europe," 28 novembre 2023. [Online]. Available: https://www.largus.fr/actualite-automobile/les-constructeurs-qui-passent-au-100-electrique-dici-2030-10640401.html?utm_source=chatgpt.com.
- [51] Conseil national de l'industrie, "Contrat stratégique de la filière automobile," 2024.
- [52] icct, "Life-cycle greenhouse gas emissions from passenger cars in the European Union," 2025.
- [53] European Commission, "Recharging and refuelling stations map," [Online]. Available: <https://alternative-fuels-observatory.ec.europa.eu/interactive-map>.
- [54] L'Observatoire français de la transition écologique, "Quelles bornes pour quelles puissances et pour quels usages ?", ENEDIS, [Online]. Available: <https://observatoire.enedis.fr/mobilite-durable#nav-les-vehicules-hybrides-et-electriques-en-france-etat-des-lieux>.

- [55] Avere France, “Baromètres,” [Online]. Available: https://www.aver-france.org/barometres/?s_title=&publication-type%5B%5D=barometres-recharge.
- [56] UFE (Union Française de l'Electricité), “Evolution du déploiement des bornes de recharge sur autoroutes,” [Online]. Available: <https://ufe-electricite.fr/watt-the-carte/deploiement-bornes-de-recharge-en-france/sur-autoroutes/>.
- [57] La Branche des services de l'automobile, “Chiffres clés et activités,” [Online]. Available: <https://www.services-automobile.fr/les-services-automobiles/chiffres-cles>.
- [58] Roole Data, “Observatoire 2025 : Freins et leviers face au passage à l'électrique,” 2025. [Online]. Available: <https://data.roole.fr/etudes/observatoire-2025>.
- [59] Observatoire Cetelem, “La voiture électrique joue les premiers rôles... mais pose question,” [Online]. Available: <https://observatoirecetelem.com/lobservatoire-cetelem-de-lautomobile/lautomobiliste-en-plein-brouillard/la-voiture-electrique-joue-les-premiers-roles-mais-pose-question>.
- [60] Insee, “Équipement automobile des ménages en 2022,” 26 juin 2025. [Online]. Available: <https://www.insee.fr/fr/statistiques/2012694>.
- [61] BEUC, “Electric cars already cheapest option today for many consumers, new study finds,” 28 avril 2021. [Online]. Available: <https://www.beuc.eu/press-releases/electric-cars-already-cheapest-option-today-many-consumers-new-study-finds>.
- [62] SDES, “39,7 millions de voitures en circulation en France au 1er janvier 2025,” 19 septembre 2025. [Online]. Available: <https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/397-millions-de-voitures-en-circulation-en-france-au-1er-janvier-2025>.
- [63] Roole Data, “Evolution de l'âge moyen du parc automobile français (2011–2025),” [Online]. Available: <https://data.roole.fr/marche-automobile/parc-automobile/evolution-de-l-age-moyen-du-parc-automobile-francais?debut=1293840000000&fin=1704067200000>.
- [64] Wikipédia, “Carburants - Tableau des densités d'énergie,” [Online]. Available: https://fr.wikipedia.org/wiki/Carburant#Tableau_des_densit%C3%A9s_d'%C3%A9nergie.
- [65] Neozone, “Avion électrique : CATL dévoile une batterie électrique (2 000 km) qui va complètement changer la donne,” 5 juillet 2024. [Online]. Available: <https://www.neozone.org/innovation/avion-electrique-catl-devoile-une-batterie-electrique-2-000-km-qui-va-completement-changer-la-donne/>.
- [66] Le Journal De L'Economie, “Airbus reporte indéfiniment son avion à hydrogène,” 10 février 2025. [Online]. Available: <https://www.journaldeleconomie.fr/airbus-reporte-indefiniment-son-avion-a-hydrogene/>.
- [67] BFM Business, “Les premiers étaient espérés en 2035 mais le patron de Safran jette un froid et ne le voit pas avant... 2100: entre ses problèmes techniques et son coût délirant, l'avion à hydrogène ressemble aujourd'hui à un mirage,” 17 janvier 2026. [Online]. Available: <https://www.bfmtv.com/economie/entreprises/aeronautique/les-premiers-etaient-esperes-en-2035-mais-le-patron-de-safran-jette-un-froid-et-ne-le-voit-pas-avant-2100-entre-ses-problemes-techniques-et-son-cout-delirant-l-avion-a-hydrogene-ressemble-aujourd-hui>.
- [68] H2 mobile, “Pour Boeing, l'avion à hydrogène ne décollera pas de sitôt,” 28 juillet 2024. [Online]. Available: <https://www.h2-mobile.fr/actus/boeing-avion-hydrogene-decollera-pas-de-sitot/>.
- [69] SUPAERO-DECARBO et THE SHIFT PROJECT, “Pouvoir voler en 2050 : quelle aviation dans un monde contraint ?,” 2021.

- [70] GIFAS, "Airbus Summit : le détail des innovations pour le successeur de l'A320," 27 mars 2025. [Online]. Available: <https://gifas.fr/press-summary/airbus-summit-le-detail-des-innovations-pour-le-successeur-de-l-a320>.
- [71] Les Echos, "Le patron de Boeing exclut toujours de lancer un successeur au 737," 1 juin 2025. [Online]. Available: <https://www.lesechos.fr/industrie-services/air-defense/le-patron-de-boeing-exclut-toujours-de-lancer-un-successeur-au-737-2168231>.
- [72] Isae-Supaéro, "Référentiel ISAE-SUPAERO - Aviation et climat - Synthèse," septembre 2021. [Online]. Available: https://www.isae-supaero.fr/wp-content/uploads/2025/11/synthese_referentiel_isae-supaero.pdf.
- [73] AERO-DECARBO et THE SHIFT PROJECT, "Pouvoir voler sans pétrole : quel approvisionnement énergétique pour le secteur aérien ?," 2026.
- [74] Les Echos, "Carburants d'aviation durables : compagnies aériennes et énergéticiens font cause commune pour assouplir les règles," 2 février 2026. [Online]. Available: <https://www.lesechos.fr/industrie-services/tourisme-transport/carburants-daviation-durables-compagnies-aerien-es-et-energeticiens-font-cause-commune-pour-assouplir-les-regles-2213302>.
- [75] Université Gustave Eiffel, "Observatoire National de la Logistique," 2024. [Online]. Available: <https://splott.univ-gustave-eiffel.fr/observatoire-national-de-la-logistique>.
- [76] Autorité de régulation des transports, "Comparaison France - Europe du transport ferroviaire," 2020. [Online]. Available: <https://www.autorite-transport.fr/wp-content/uploads/2020/07/comparaison-france-europe-transport-ferroviaire.pdf>.
- [77] F. d. Kemmeter, "Depuis quand et pourquoi le fret ferroviaire a chuté en France," 14 novembre 2024. [Online]. Available: <https://mediarail.wordpress.com/2024/11/14/dep-uis-quand-et-pourquoi-le-fret-ferroviaire-a-chute-en-france/>.
- [78] The Shift Project, "Assurer le fret dans un monde fini," 2022.
- [79] Wikipédia, "Fret ferroviaire en France," [Online]. Available: https://fr.wikipedia.org/wiki/Fret_ferroviaire_en_France.
- [80] Ministère du partenariat avec les territoires et de la décentralisation, "Schéma directeur du transport combiné," 2024.
- [81] révolution énergétique, "Les camions entiers sur des trains : c'est bientôt fini en Suisse," 9 mai 2025. [Online]. Available: <https://www.revolution-energetique.com/actus/les-camions-entiers-sur-des-trains-cest-bientot-fini-en-suisse/>.
- [82] faq logistique, "Le feroutage : intérêts, limites et perspectives," [Online]. Available: <https://www.faq-logistique.com/Feroutage.htm>.
- [83] Ministère Chargé des Transports, "Stratégie nationale pour le développement du fret ferroviaire".
- [84] ART, "Le Marché Français du Transport Ferroviaire de Marchandises 2017-2022".
- [85] SGPE, "Mieux se Déplacer," 2024.
- [86] AUTF, "La contribution de l'AUTF à la concertation sur les propositions de l'État pour les 3 piliers de la SFEC," décembre 2024. [Online]. Available: <https://concertation-strategie-energie-climat.gouv.fr/sites/default/files/2024-12/N%C2%B0305%20-%20AUTF%20-%20Cahier%20d%27acteur%20SNBC-PPE-SDMP.pdf>.
- [87] SNCF Groupe, "Ulysse fret : l'ambitieuse feuille de route du fret ferroviaire," 4 août 2025. [Online]. Available: <https://www.groupe-sncf.com/fr/groupe/portrait-entreprise/groupe-societes/rle/rapport-ulyse-fret>.

- [88] Public Sénat, "Quatre Premiers ministres en trois ans : la Ve République à bout de souffle ?", 9 septembre 2025. [Online]. Available: <https://www.publicsenat.fr/actualites/institutions/quatre-premiers-ministres-en-trois-ans-la-ve-republique-a-bout-de-souffle>.
- [89] The conversation, "Quand la Deutsche Bahn déraile, faut-il craindre pour le rail français ?", 30 septembre 2025. [Online]. Available: <https://theconversation.com/quand-la-deutsche-bahn-deraille-faut-il-craindre-pour-le-rail-francais-264703>.
- [90] SNCF Réseau, "Les principaux projets et chantiers," [Online]. Available: <https://www.sncf-reseau.com/fr/les-principaux-projets-et-chantiers>.
- [91] Novethic, "Sous la canicule, le rail craque : la SNCF face au changement climatique," 12 août 2025. [Online]. Available: <https://www.novethic.fr/economie-et-social/transformation-de-leconomie/sous-la-canicule-le-rail-craque-la-sncf-face-au-changement-climatique>.
- [92] Basta!, "Week-end de mobilisation contre le Lyon-Turin," 10 juin 2025. [Online]. Available: <https://basta.media/week-end-de-mobilisation-contre-le-lyon-turin>.
- [93] SNCF Réseau, "L'ERTMS, une signalisation performante au standard européen," 27 novembre 2023. [Online]. Available: <https://www.sncf-reseau.com/fr/le-reseau-de-demain/faire-circuler-plus-de-trains-grace-lertms>.
- [94] Gouvernement français, "Ambition France Transports," 2025.
- [95] Cerema, "INTERVIEW – Services express régionaux métropolitains : le point, un an après la loi – Édouard PARANT, DGITM," 11 avril 2025. [Online]. Available: <https://www.cerema.fr/fr/actualites/interview-services-express-regionaux-metropolitains-point>.
- [96] Ministère Aménagement du territoire et Transition Ecologique, "DATALAB Chiffres clés des transports," 2025.
- [97] Union des Entreprises Transport et Logistique de France, "Les transports de fret et la logistique en quête de talents," 2025. [Online]. Available: https://e-tlf.com/app/uploads/2025/03/union-tlf-tension-de-recrutement_janvier2025_compressed-1.pdf.
- [98] SNCF Réseau, "SNCF Réseau soutient le report modal via le programme CEE ReMoVe," 28 novembre 2024. [Online]. Available: <https://www.sncf-reseau.com/fr/a/sncf-reseau-soutient-report-modal-programme-cee-remove>.
- [99] afra, "Prix de l'énergie quadruplé dans le ferroviaire en 2023 : insoutenable pour tous les acteurs du ferroviaire et inacceptable à l'heure de la transition énergétique," 21 décembre 2022. [Online]. Available: <https://afra.fr/communiques-de-presse/prix-de-lenergie-quadruple-dans-le-ferroviaire-en-2023-insoutenable-pour-tous-les-acteurs-du-ferroviaire-et-inacceptable-a-lheure-de-la-transition-energetique>.
- [100] Assemblée nationale, "Question écrite n° 6033 : Coût de l'énergie électrique pour le fret ferroviaire," 2024. [Online]. Available: <https://questions.assemblee-nationale.fr/q16/16-6033QE.htm>.
- [101] gntc, "Le rapport 2024 UIC-UIRR, des chiffres et des données dessinant un combiné européen dynamique," mars 2025. [Online]. Available: <https://gntc.fr/2025/03/le-rapport-2024-uic-uirr-des-chiffres-et-des-donnees-dessinant-un-combine-europeen-dynamique/>.
- [102] Everysens, "Ce dont vous avez besoin pour un suivi ferroviaire optimal," 30 avril 2023. [Online]. Available: <https://www.eversens.com/fr/blog/ce-dont-vous-avez-besoin-pour-un-suivi-ferroviaire-optimal>.

- [103] Le journal du Poids lourd, "L'Europe favorable à la circulation des "méga-camions", 12 mars 2024. [Online]. Available: <https://journaldupoids lourd.com/transport/leurope-favorable-a-la-circulation-des-mega-camions/>.
- [104] Assemblée nationale, "Question écrite n° 2675 : Interdiction de circulation - EMS (système modulaire européen)/méga-camions," 2025. [Online]. Available: <https://questions.assemblee-nationale.fr/q17/17-2675QE.htm>.
- [105] Rail Logistics Europe, "Des megatrucks en libre circulation en Europe ?," 19 juin 2024. [Online]. Available: <https://rle-group.com/fr/nos-actualites/la-une/des-megatrucks-en-libre-circulation-en-europe>.
- [106] T&E, "Logistics giants, transport companies and power sector call on President von der Leyen to set zero emission targets for clean deliveries," 3 octobre 2025. [Online]. Available: <https://www.transportenvironment.org/articles/logistics-giants-transport-companies-and-power-sector-call-on-president-von-der-leyen-to-set-zero-emission-targets-for-clean-deliveries>.
- [107] Alliance 4F, "Les propositions de l'Alliance 4F pour doubler la part de marché du fret ferroviaire en 2030," 23 juin 2020. [Online]. Available: <https://www.fret4f.fr/wp-content/uploads/2020/06/4f-rapport.pdf>.
- [108] Vie Publique, "Zéro artificialisation nette (ZAN) des sols : où en est-on après la loi climat et résilience de 2021 ?," 12 décembre 2021. [Online]. Available: <https://www.vie-publique.fr/eclairage/287326-zero-artificialisation-nette-zan-des-sols-ou-en-est>.
- [109] GEODIS, "GEODIS se dote d'une plateforme rail-route de 35 000 m2 à Dourges (62)," 17 novembre 2020. [Online]. Available: <https://geodis.com/fr/newsroom/geodis-se-dote-dune-plateforme-rail-route-de-35-000-m2-dourges-62>.
- [110] Novatrans, "Le terminal de Miramas," [Online]. Available: <https://novatrans-greenmodal.eu/fr/le-terminal-de-miramas>.
- [111] Assemblée nationale, "Rapport d'information sur le rôle du transport ferroviaire dans le désenclavement des territoires," 8 octobre 2025. [Online]. Available: https://www.assemblee-nationale.fr/dyn/17/rapports/cion-dvp/l17b1897_rapport-information.
- [112] SNCF Réseau, "Plateformes Services & Infrastructures," 13 décembre 2022. [Online]. Available: https://www.observatoire-transports.pays-de-la-loire.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/3_-_z_vrignaud_ortm_sncf_reseau_fret_plateforme_atlantique.pdf.
- [113] Ministère de la transition écologique, "Les Opérateurs Ferroviaires de Proximité (OFP)," 2 mars 2017. [Online]. Available: <https://www.ecologie.gouv.fr/politiques-publiques/operateurs-ferroviaires-proximite-ofp>.
- [114] ReMoVe, "Programme CEE REMOVE," ADEME, [Online]. Available: <https://cee-remove.ademe.fr/>.
- [115] appel d'air, "Accélérez votre stratégie de report modal !," [Online]. Available: <https://www.appeldair.org/>.
- [116] Ministère de la transition écologique, "La réglementation du transport de marchandises dangereuses (TMD)," 26 janvier 2026. [Online]. Available: <https://www.ecologie.gouv.fr/politiques-publiques/reglementation-du-transport-marchandises-dangereuses-tmd>.
- [117] SDES, "DATLAB Bilan annuel des transports en 2023," 2024. [Online]. Available: <https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/media/7850/download?inline>.

- [118] TRM24, "Les blocages du corridor routier nord-sud en Autriche sont illégaux," 16 mai 2024. [Online]. Available: <https://www.trm24.fr/les-blocages-du-corridor-routier-nord-sud-en-autriche-sont-illegaux/>.
- [119] DGE, "Electrification du Transport Routier de Marchandises," 2026.
- [120] France Routes, "Près de 670 camions électriques ont été vendus en France en 2024," 13 janvier 2025. [Online]. Available: <https://www.franceroutes.fr/actualites/constructeur/pres-de-670-camions-electriques-ont-ete-vendus-en-france-en-2024-962089.php>.
- [121] SDES, "621 500 poids lourds en circulation au 1er janvier 2025," 19 septembre 2025. [Online]. Available: <https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/621-500-poids-lourds-en-circulation-au-1er-janvier-2025>.
- [122] Transport Info, "Immatriculations de camions : le bilan 2024 marque par marque," 31 décembre 2024. [Online]. Available: <https://www.transportinfo.fr/immatriculations-de-camions-le-bilan-2024-marque-par-marque/>.
- [123] Volvo Trucks, "Calcul de l'impact climatique réel d'un camion," 27 avril 2022. [Online]. Available: <https://www.volvotrucks.fr/fr-fr/news/insights/articles/2022/apr/calculating-life-cycle-climate-impact.html>.
- [124] DGE, "ANALYSE DES TECHNOLOGIES ALTERNATIVES AUX POIDS LOURDS DIESEL POUR LE TRANSPORT ROUTIER DE MARCHANDISES," 2025.
- [125] Avere UFE, "Le camion électrique démêlons le vrai du faux," 2024.
- [126] L'usine nouvelle, "Vinci autoroutes teste la recharge dynamique par induction sur autoroute," 24 mars 2025. [Online]. Available: <https://www.usinenouvelle.com/article/vinci-autoroutes-teste-la-recharge-dynamique-par-induction-sur-autoroute.N2229299>.
- [127] Université Gustave Eiffel, "Recherche et innovation pour le transport longue distance : le projet eRoadMontBlanc est lancé," [Online]. Available: <https://www.univ-gustave-eiffel.fr/luniversite/pages-speciales/vue-detaillee/recherche-et-innova-on-pour-le-transport-longue-distance-le-projet-eroadmontblanc-est-lance>.
- [128] Renault Trucks, "Renault Trucks E-Tech T Electrique," [Online]. Available: <https://www.renault-trucks.fr/product/renault-trucks-e-tech-t-electric>.
- [129] Scania, "Camion 100 % électrique," [Online]. Available: <https://www.scania.com/fr/fr/home/products/trucks/battery-electric-truck.html>.
- [130] Mercedes-Benz, "aActros," [Online]. Available: <https://www.mercedes-benz-trucks.com/fr/fr/trucks/eactros.html>.
- [131] Transfrigoroute, "Décryptage - Vecto trailer," 24 juin 2024. [Online]. Available: https://www.transfrigoroute.fr/Dcryptage-Vecto-trailer_a531.html.
- [132] T&E, "Addressing the heavy-duty climate problem," 2022.
- [133] Enedis, "Électrification de la mobilité lourde longue distance," 2024.
- [134] T&E, "HDV charging manual," 2024.
- [135] Décision PL Poids lourd, "La recharge des poids lourds via le système Mégawatt bientôt déployée par Milence ?," 25 juillet 2024. [Online]. Available: <https://www.auto-infos.fr/article/la-recharge-des-poids-lourds-via-le-systeme-megawatt-bientot-deployee-par-milence.283243>.
- [136] Enedis, "Enjeux de la mobilité électrique," 2025.

- [137] European Hydrogen Observatory, "Hydrogen production and consumptions projects," 2025. [Online]. Available: <https://observatory.clean-hydrogen.europa.eu/hydrogen-landscape/projects-and-valleys/hydrogen-production-and-consumption-projects>.
- [138] Le journal du Poids lourd, "L'Europe toujours pas d'accord sur le poids maximal des camions," 4 juillet 2025. [Online]. Available: <https://journaldupoids lourd.com/transport/leurope-toujours-pas-daccord-sur-le-poids-maximal-des-camions/>.
- [139] E Mobility Europe, "Blueprint for 2030," 2025.
- [140] izi by EDF, "Top 5 des pays champions de la batterie électrique," 28 juillet 2025. [Online]. Available: <https://izi-by-edf.fr/blog/pays-champion-batterie-electrique/>.
- [141] Reuters, "Soaring electric truck sales deal new blow to diesel use in China," 11 juillet 2025. [Online]. Available: <https://www.reuters.com/sustainability/climate-energy/soaring-electric-truck-sales-deal-new-blow-diesel-use-china-2025-07-11/>.
- [142] Beev, "Top 10 des voitures électriques chinoises disponibles en France," 20 janvier 2025. [Online]. Available: <https://www.beev.co/blog/voitures-electriques/top-10-des-voitures-electriques-chinoises-disponibles-en-france/>.
- [143] Région Hauts-de-France, "Électromobilité : Windrose choisit les Hauts-de-France pour sa base industrielle européenne," 23 mai 2025. [Online]. Available: <https://www.hautsdefrance.fr/electromobilite-windrose-choisit-les-hauts-de-france-pour-sa-base-industrielle-europeenne/>.
- [144] Bump, "Prix camion électrique : quelle facture pour passer au vert en 2024 ?," 6 mai 2025. [Online]. Available: <https://www.bump-charge.com/blog/prix-camion-electrique>.
- [145] Deltaline, "Le match électrique VS diesel," [Online]. Available: <https://transportdeltaline.fr/camions-electriques-contre-camions-diesel-le-match/>.
- [146] Comité national routier, "Véhicules industriels tout électrique," 2 juillet 2024. [Online]. Available: <https://www.cnr.fr/vehicules-industriels-tout-electrique>.
- [147] 44 Tonnes, "Les 8 marques de camion (Modèles & Caractéristiques)," [Online]. Available: <https://www.44tonnes.com/blog/marque-de-camion-n65>.
- [148] France Routes, "Camion électrique : l'aide à l'achat 2025 sous forme de CEE est déjà disponible," 8 janvier 2025. [Online]. Available: <https://www.franceroutes.fr/camion-electrique-laide-a-lachat-2025-sous-forme-de-cee-est-deja-disponible-962080.php>.
- [149] Ministère de la transition écologique, "Électrification des poids lourds," 27 janvier 2025. [Online]. Available: <https://www.ecologie.gouv.fr/presse/electrification-poids-lourds>.
- [150] Le Monde, "Les poids lourds électriques prennent la route," 23 septembre 2024. [Online]. Available: https://www.lemonde.fr/economie/article/2024/09/23/les-poids-lourds-electriques-prennent-la-route_6328986_3234.html.
- [151] ADLAN, "Tarif Recharge Voiture Électrique Autoroute," [Online]. Available: <https://borne-recharge-electrique-byadlan.fr/2025/05/21/tarif-recharge-voiture-electrique-autoroute/>.
- [152] collectif énergie, "Comprendre les fluctuations du marché de l'énergie," 25 novembre 2025. [Online]. Available: <https://www.collectifenergie.com/budget-energie/fluctuations-marche-energie/>.
- [153] Chargemap, "Comment faire des économies sur la recharge de sa voiture électrique ?," 14 novembre 2024. [Online]. Available: <https://chargemap.com/fr-fr/blog/articles/economies-recharge-voiture-electrique>.
- [154] izi by EDF, "Interopérabilité de la recharge de véhicules électriques : quelles obligations pour les opérateurs ?," 17 octobre 2025. [Online]. Available: <https://izi-by-edf.fr/blog/voiture-electrique-interoperabilite-sanctions/>.

- [155] Le journal du Poids lourd, "Les avantages fiscaux liés au B100 en sursis," 7 octobre 2025. [Online]. Available: <https://journaldupoids lourd.com/transport/les-avantages-fiscaux-lies-au-b100-en-sursis/>.
- [156] icct, "Real-world use cases for zero-emission trucks," 2025.
- [157] contexte, "La commission européenne propose de prolonger l'exemption des poids lourds zéro émission des péages routiers," [Online]. Available: https://www.contexte.com/fr/actualite/transports/la-commission-europeenne-propose-de-prolonger-lexemption-des-poids-lourds-zero-emission-des-peages-routiers_232387?utm_source=briefing&utm_medium=email&utm_content=25203&go-back-to-briefitem=241320.
- [158] FNTR, "Le système d'échange d'émissions (ETS) : comment ça marche ?," 2024.
- [159] Carbone 4, "Poids lourd électrique : franchir le cap opérationnel," 2025.
- [160] France Routes, "Projet de loi Transports : les chargeurs devront financer les camions électriques," 14 janvier 2026. [Online]. Available: <https://www.franceroutes.fr/actualites/reglementation/projet-de-loi-transports-les-chargeurs-vont-financer-les-camions-electriques-971607.php>.
- [161] Insee, "Tableaux de l'économie française édition 2020," 27 février 2020. [Online]. Available: <https://www.insee.fr/fr/statistiques/4277912?sommaire=4318291>.
- [162] European Union, "Opinion of Mr Advocate General Geelhoed delivered on 14 July 2005," 14 juillet 2005. [Online]. Available: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=celex:62003CC0320>.
- [163] Transport Info, "Biocarburants : pourquoi le marché est toujours aussi dynamique... les témoignages, les chiffres, l'avenir," 19 mai 2025. [Online]. Available: <https://www.transportinfo.fr/biocarburants-pourquoi-le-marche-est-toujours-aussi-dynamique-les-temoignages-les-chiffres-lavenir/>.
- [164] Engagements volontaires pour l'environnement, "Objectif CO2, Les transporteurs s'engagent," [Online]. Available: <https://www.eve-transport-logistique.fr/transporteurs/#:~:text=Le%20dispositif%20Objectif%20CO2,et%20valorise%20leur%20performance%20%C3%A9nerg%C3%A9tique..>
- [165] T&E, "Répartir équitablement l'effort," 2025.
- [166] Ministère de la transition écologique, "Verdissement du parc automobile," 18 mars 2024. [Online]. Available: <https://www.ecologie.gouv.fr/politiques-publiques/verdissement-du-parc-automobile>.
- [167] Institut des Mobilités en Transition, "Le verdissement des flottes du transport routier de marchandises," 2024.
- [168] T&E, "Logistics giants, transport companies and power sector call on President von der Leyen to set zero emission targets for clean deliveries," 3 octobre 2025. [Online]. Available: <https://www.transportenvironment.org/articles/logistics-giants-transport-companies-and-power-sector-call-on-president-von-der-leyen-to-set-zero-emission-targets-for-clean-deliveries>.
- [169] France info, "Le scandale de l'écotaxe : enquête sur un échec à 10 milliards d'euros," 26 mai 2017. [Online]. Available: https://www.franceinfo.fr/economie/transports/ecotaxe/le-scandale-de-l-ecotaxe-un-echec-de-10-milliards-d-euros_2206638.html.
- [170] Vie publique, "De l'écotaxe à la taxe carbone, la difficile mise en œuvre du principe pollueur-payeur," 15 novembre 2021. [Online]. Available: <https://www.vie-publique.fr/eclairage/280841-de-lecotaxe-la-taxe-carbone>.

- [171] Utilitaire Service, “Fin des ZFE obligatoires : une nouvelle donne pour les professionnels du VUL,” 2 juin 2025. [Online]. Available: <https://www.utilitaire-service.fr/actualites/445-fin-des-zfe-obligatoires-une-nouvelle-donne-pour-l->
- [172] SDES, “L’empreinte carbone de la France de 1990 à 2024,” 16 octobre 2025. [Online]. Available: <https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/empreinte-carbone-de-la-france-de-1990-2024>.
- [173] SDES, “Les énergies de chauffage des ménages en France métropolitaine,” 28 octobre 2024. [Online]. Available: <https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/les-energies-de-chauffage-des-menages-en-france-metropolitaine>.
- [174] Gouvernement de la France, “Le logement et ses conséquences sur l’environnement,” 8 décembre 2025. [Online]. Available: <https://www.notre-environnement.gouv.fr/themes/societe/article/le-logement-et-ses-consequences-sur-l-environnement>.
- [175] Observatoire des métiers du BTP, “Les Tableaux de Bord Emploi Formation,” 2023. [Online]. Available: <https://www.metiers-btp.fr/les-tableaux-de-bord-emploi-formation-regionaux>.
- [176] Observatoire des Métiers du BTP et CERC, “Activité, emploi et formation dans le bâtiment,” 2023.
- [177] Ademe et Alliance Villes Emploi, “Build Up Skills 2 : Transition écologique du bâtiment - Diagnostic des besoins en emplois, métiers et compétences jusqu’en 2030 »,” 2023.
- [178] G. Briseperre, V. Hamon and B. L. Fur, “État de l’art sur la décision de rénovation énergétique dans les logements privés,” 2017. [Online]. Available: <https://shs.hal.science/halshs-04853325>.
- [179] J. Villot and B. Schmaltz, “Proposition d’une stratégie alternative pour massifier la rénovation : la mise en concession de lots d’immeubles,” 2024. [Online]. Available: <https://hal-emse.ccsd.cnrs.fr/emse-04528856v1>.
- [180] ADEME, “L’auto-rénovation accompagnée. Impacts et perspectives économiques pour les entreprises du bâtiment,” 6 octobre 2023. [Online]. Available: <https://librairie.ademe.fr/societe-et-politiques-publiques/6378-l-auto-renovation-accompagnee-impacts-et-perspectives-economiques-pour-les-entreprises-du-batiment.html>.
- [181] T. Bonnardot, “Les pratiques d’auto-rénovation de maisons individuelles face aux enjeux écologiques,” 3 décembre 2024. [Online]. Available: <https://theses.fr/2024TLSEJ076>.
- [182] SDES, “Le parc de logements par classe de performance énergétique au 1er janvier 2025,” novembre 2025. [Online]. Available: <https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/media/8813/download?inline>.
- [183] Banque des territoires, “Perspectives 2025 : l’étude économique et financière sur le logement social,” 11 septembre 2025. [Online]. Available: <https://www.banquedesterritoires.fr/perspectives-2025-etude-economique-financiere-logement-social>.
- [184] USH statistiques, “La demande et les attributions : situation à mi-2025 et perspectives,” décembre 2025. [Online]. Available: https://www.union-habitat.org/sites/default/files/articles/pdf/2025-12/ush_stats_3_la_demande_et_les_attributions_situation_a_mi-2025_et_perspectives_2025-12-19.pdf.
- [185] SDES, “Bilan énergétique de la France pour 2024,” 4 mars 2026. [Online]. Available: <https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/bilan-energetique-de-la-france-pour-2024>.

- [186] ADEME, "Mesure des performances de 100 PAC air/eau et eau/eau installées en maisons individuelles," 7 octobre 2025. [Online]. Available: <https://bibliothèque.ademe.fr/batiment/8617-mesure-des-performances-de-100-pac-air-eau-et-eau-eau-installees-en-maisons-individuelles.html>.
- [187] Notaires de France, "Bilan immobilier pour l'année 2025 et les premières tendances 2026," 8 décembre 2025. [Online]. Available: https://www.notaires.fr/fr/bilan_immobilier_annuel.
- [188] Observ'ER, "Étude qualitative du marché des pompes à chaleur individuelles," septembre 2024. [Online]. Available: <https://www.actu-environnement.com/media/pdf/news-44984-etude-observer-marche-2023-tendance-2024-pompes-chaleur.pdf>.
- [189] EHPA, "2025 European heat pump market report," 2025.
- [190] SDES, "Chiffres clés des énergies renouvelables - Pompes à chaleur," [Online]. Available: <https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/edition-numerique/chiffres-cles-energies-renouvelables/fr/17-pompes-a-chaleur-?>.
- [191] Observ'ER, "Suivi du marché 2024 des pompes à chaleur individuelles," 2025.
- [192] EurObserv'ER, "Baromètre pompes à chaleur," 2024.
- [193] Uniclimate, "Dossier de presse Uniclimate - conférence du 6 février 2025," 6 février 2025. [Online]. Available: https://www.uniclimate.fr/userfiles/Doc/presse/2025_02_06_DP_UNICLIMATE_ventes_20.v2.pdf.
- [194] Cerema, "Guide RE2020," [Online]. Available: https://rt-re-batiment.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/guide_re_2020_16mai2025.pdf.
- [195] ADEME - Bâtizoom, "83% des maisons individuelles neuves sont chauffées par des pompes à chaleur," 30 septembre 2025. [Online]. Available: <https://batizoom.ademe.fr/indicateurs/repartition-des-systemes-de-chauffage-des-maisons-individuelles-neuves>.
- [196] R. Rivaton, "Rapport sur l'évaluation de la réglementation environnementale 2020," 2025.
- [197] ADEME - Bâtizoom, "Des exigences sur l'impact carbone lié à l'exploitation des bâtiments neufs réhaussés depuis le 1er janvier 2025," 7 avril 2025. [Online]. Available: <https://batizoom.ademe.fr/indicateurs/re2020-seuils-de-lindicateur-ic-energie>.
- [198] Pouget Consultants, "Etude sur les freins et leviers à la diffusion de la pompe à chaleur en logement collectif," 2022.
- [199] Association Promotelec, "Guide des solutions pour la décarbonation des logements collectifs en chauffage individuel," 2025.
- [200] Observatoire de la RE2020 v1.8.3, "Bureaux - Répartition des systèmes de chauffage (pour les bâtiments équipés) (%)," [Online]. Available: <https://re-batiment2020.cstb.fr/opee/repartition-systemes-sunb/bureau/ch>.
- [201] Observatoire de la RE2020 v1.8.3, "Enseignements primaires - Répartition des systèmes de chauffage (pour les bâtiments équipés) (%)," [Online]. Available: https://re-batiment2020.cstb.fr/opee/repartition-systemes-sunb/ens_prim/ch.
- [202] Ministère de la transition écologique, "Éco Énergie Tertiaire (EET)," 23 janvier 2023. [Online]. Available: <https://www.ecologie.gouv.fr/politiques-publiques/eco-energie-tertiaire-eet>.
- [203] JRC, "Clean Energy Technology Observatory: Heat Pumps in the European Union - 2024 Status Report on Technology Development, Trends, Value Chains and Markets," 31

- octobre 2024. [Online]. Available: <https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC139377>.
- [204] Ministère de l'économie, "Plan d'action pour produire 1 million de pompes à chaleur en France," 15 avril 2024. [Online]. Available: <https://www.entreprises.gouv.fr/espace-presse/plan-daction-pour-produire-1-million-de-pompes-chaleur-en-france>.
- [205] Afpa, "Diagnostic flash Filière des Pompes à chaleur," 2024.
- [206] SDES, "Chiffres clés de l'énergie - Gaz naturel," 2025. [Online]. Available: <https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/edition-numerique/chiffres-cles-energie/fr/13-gaz-naturel>.
- [207] The Shift Project, "Impact environnemental du numérique : tendances à 5 ans et gouvernance de la 5G," 2021.
- [208] IEA, "Global CO2 emissions from transport by subsector, 2000-2030," 4 novembre 2021. [Online]. Available: <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/global-co2-emissions-from-transport-by-subsector-2000-2030>.
- [209] Ministère de la transition écologique, "Résumé du projet de SNBC3," 12 décembre 2025. [Online]. Available: <https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/documents/R%C3%A9sum%C3%A9%20du%20projet%20de%20SNBC%203%20compress%C3%A9.pdf>.
- [210] IEA, "Energy and AI," 2025.
- [211] RTE, "La consommation des centres de données croît progressivement mais reste pour le moment limitée en comparaison de celle des autres secteurs," 2025. [Online]. Available: <https://analysesetdonnees.rte-france.com/bilan-electrique-2025/consommation#Consommationdescentresdedonnees>.
- [212] RTE, "Bilan prévisionnel 2025-2035 : La France est dans une position avantageuse pour s'électrifier et atteindre ses objectifs climatiques," 9 décembre 2025. [Online]. Available: <https://www.rte-france.com/actualites/bilan-previsionnel-2025-2035-france-est-position-avantageuse-electrifier-atteindre-ses>.
- [213] DC Mag, "Les datacenters fantômes," 11 décembre 2025. [Online]. Available: <https://dcmag.fr/les-datacenters-fantomes/>.
- [214] European Union, "Study on network development planning, tariff structures and connection requests for electricity distribution grids," 2025.
- [215] CRE, "La Commission de régulation de l'énergie approuve la procédure de raccordement « fast track » pour raccorder les sites de consommation de grande puissance au réseau très haute tension (400 kV) de RTE," 7 mai 2025. [Online]. Available: https://www.cre.fr/fileadmin/Documents/Communiqués_de_presse/2025/250507_CP_CRE_Procedure_fast_track.pdf.
- [216] European Commission, "Promoting sustainable growth with simpler and smarter environmental," 10 décembre 2025. [Online]. Available: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/api/files/document/print/en/ip_25_2997/IP_25_2997_EN.pdf.
- [217] RTE, "Bilan électrique 2025 : les conditions sont réunies pour permettre à la France d'accélérer son électrification et réduire durablement sa dépendance aux énergies fossiles," 25 février 2026. [Online]. Available: <https://www.rte-france.com/actualites/bilan-electrique-2025-conditions-sont-reunies-permettre-france-acceler-electrification>.

- [218] L'Echo, "Elia veut limiter les raccordements des data centers au réseau," [Online]. Available: <https://www.lecho.be/economie-politique/belgique/federal/elia-veut-limiter-les-raccordements-des-data-centers-au-reseau/10632275.html>.
- [219] L'Observatoire français de la transition écologique par ENEDIS, "Suivre les tendances de l'électrification en France," [Online]. Available: <https://observatoire.enedis.fr/focus-consommation-electricite?tabs=tab-2&charts=section-2-section-dataviz-3>.
- [220] Hubblo, "Impacts importés des datacenters : l'angle mort des analyses territoriales des impacts du numérique," 18 septembre 2023. [Online]. Available: <https://hubblo.org/fr/blog/datacenters-imported-impacts/>.
- [221] A3M, 2025. [Online]. Available: <https://www.a3ms.fr/metiers-actions/minerais-et-metaux>.
- [222] EUROFER, "European steel in figures," 2025.
- [223] World Steel Association, "World Steel in Figures 2025," 2025. [Online]. Available: <https://worldsteel.org/data/world-steel-in-figures/world-steel-in-figures-2025/>.
- [224] ADEME, "Plan de Transition Sectoriel de l'industrie de l'acier en France," 2024.
- [225] IEA, "Iron And Steel Technology Roadmap," 2020.
- [226] ADEME, " Etude du potentiel de recyclage de l'acier, de l'aluminium et du cuivre en France," 2023.
- [227] Julien Armijo, Zenon, "Decarbonizing steel production: s hydrogen the only lever ?," 2025.
- [228] The Shift Project, "PTEF - Décarboner l'industrie sans la saborder," 2022.
- [229] SDES, "Immatriculations des voitures particulières en 2024 : baisse dans le neuf et léger rebond pour l'occasion," 2025. [Online]. Available: <https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/immatriculations-des-voitures-particulieres-en-2024-baisse-dans-le-neuf-et-leger-rebond-pour>.
- [230] EUROFER et IndustriAll Europe, "Emergency Steel Social Summit: Steel industry and steel workers call for urgent action to restore a level playing field for the sector and stop the dramatic destruction of jobs and steel making capacity in Europe before it is too late," Octobre 2025. [Online]. Available: <https://www.eurofer.eu/press-releases/emergency-steel-social-summit-steel-industry-and-steel-workers-call-for-urgent-action-to-restore-a-level-playing-field-for-the-sector-and-stop-the-dramatic-destruction-of-jobs-and-steel-making-capacity-in-europe-befor>.
- [231] IMT-IDDRI, "Le vrai du faux sur les causes de l'augmentation des prix des véhicules entre 2020 et 2024," 2025.
- [232] Gouvernement français, "Contrat Stratégique de la Filière Automobile 2024-2027," 2024.
- [233] The Shift Project, "PTEF - La transition bas-carbone, une opportunité pour l'industrie automobile française ?," 2021.
- [234] Commissariat Général au Développement Durable, "Les émissions de gaz à effet de serre du secteur de l'industrie manufacturière," 2021. [Online]. Available: <https://www.notre-environnement.gouv.fr/themes/climat/les-emissions-de-gaz-a-effet-de-serre-et-l-empreinte-carbone-ressources/article/les-emissions-de-gaz-a-effet-de-serre-du-secteur-de-l-industrie-manufacturiere#Evolution-des-emissions-de-GES-de-l-indust>.
- [235] CE Delft, "Additional profits of sectors and firms from the EU ETS," 2021.
- [236] OECD, "OECD Steel Outlook 2025," 2025.
- [237] IMT-IDDRI, "Car to Car Steel," 2025.

- [238] IEA, "How is electricity used in Turkiye ?," 2024. [Online]. Available: <https://www.iea.org/countries/turkiye/electricity>.
- [239] IEA, "Global Hydrogen Review," 2025.
- [240] GRDF and Blunomy, "Research & Innovation - Overview of Green Gas Technologies," 2024.
- [241] RTE, "La transition vers un hydrogène bas carbone - Atouts et enjeux pour le système électrique à l'horizon 2030-2035," 2020.
- [242] ADEME, "Rendement de la chaîne hydrogène - Cas du "Power-to-H2-to-power" - Fiche technique," 2020.
- [243] France Hydrogène, "Panorama des solutions hydrogène," 2025.
- [244] NaTran, Storengy, RTE, "Flexibilité des électrolyseurs au service du système électrique : enjeux de développement des infrastructures de transport et de stockage en Auvergne-Rhône-Alpes," 2025.
- [245] INRS, "Les mélanges explosifs. Partie 1 : gaz et vapeurs," 2004.
- [246] ADEME, "Base Empreinte : Production d'hydrogène," 2020. [Online]. Available: https://base-empreinte.ademe.fr/documentation/base-carbone?docLink=Production-dhydrogene_2.
- [247] ADEME, "Analyse économique prospective des différents modes de production d'hydrogène," 2025.
- [248] France Hydrogène, "Fiche 3.1.1. - Production d'hydrogène à partir de combustibles fossiles," 2019.
- [249] Carbone 4, "Hydrogène bas-carbone : quels usages pertinents à moyen terme dans un monde décarboné ?," 2022.
- [250] The Shift Project, "PTEF - Décarboner la chimie," 2022.
- [251] E. Bembaron, "Hydrogène : McPhy repris à la barre du tribunal par Jhon Cockerill," *Le Figaro*, 2025.
- [252] Sia, "Besoins hydriques de la filière Hydrogène en France," 2025.
- [253] Gouvernement français, "Stratégie nationale de l'hydrogène décarboné," 2025.
- [254] France Stratégie et Dares, "Rénovation énergétique des bâtiments : quels besoins de main-d'œuvre en 2030 ?," *Note d'analyse 126*, 2023.
- [255] France Hydrogène et BDO, "Etude des impacts socio-économiques de la filière hydrogène," 2024.
- [256] Académie des technologies, "Marché de l'emploi et performance industrielle : diagnostic et enjeux," 2025.
- [257] Cours des Comptes, "Le soutien au développement de l'hydrogène décarboné," 2025.
- [258] CITEPA, "Rapport Secten," 2025.
- [259] GIEC, "Technical Summary. In: Climate Change 2022: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change," 2022.
- [260] ADEME, "Le Captage et Stockage géologique du CO2 (CSC) en France : Le CSC, un potentiel limité pour la réduction des émissions industrielles," 2020.
- [261] ADEME, "Décarboner l'industrie : Enjeux et défis," 2025.
- [262] HCC, "Avis sur la stratégie nationale CCUS," 2023.

- [263] SDES, “ «Chiffres clés de l'Energie - Edition 2023», 2023. [En ligne]. Available: <https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/chiffres-cles-de-lenergie-edition-2023?rubrique=19&dossier=170>.”.
- [264] Congressional Research Service, “Carbon Capture - A Technology Assessment,” 2013.
- [265] ADEME, “Estimation des capacités de stockage géologique de CO2 en France métropolitaine (EVASTOCO2),” 2025.
- [266] ADEME, “«Electro-carburants en 2050 : quels besoins en électricité et CO2 ?»,” 2023.
- [267] Gouvernement français, “État des lieux et perspectives de déploiement du CCUS en France,” 2024.
- [268] International Journal of Greenhouse Gas Control, “Carbon capture & storage 2030: As the market takes shape, can Europe’s CO2 storage projects meet growing demand?,” 2025.
- [269] G. Louarn, L. Faverjon, Z. Bijelić and B. Julier, “Dynamique de l’azote dans les associations graminées - légumineuses : quels leviers pour valoriser l’azote fixé ?,” *Fourrages*, no. hal-01484832, pp. 135-142, 2016.
- [270] Citepa, “Rapport Secten éd. 2024,” 2024.
- [271] SGPE, “La planification écologique dans l’agriculture,” 9 juin 2023. [Online]. Available: <https://www.info.gouv.fr/upload/media/content/0001/06/37fb0deba7e906c2ced7f4628c067eff5c403ff8.pdf>.
- [272] ADEME, “Plan de Transition Sectoriel de l'industrie de l'ammoniac en France - rapport de synthèse,” 2023.
- [273] OCAPI, “Programme de recherche-action sur les systèmes alimentation/excrétion et la gestion des urines et matières fécales humaines,” [Online]. Available: <https://www.leesu.fr/ocapi/>.
- [274] La coopération agricole, “Silos : prévenir les effondrements,” 16 juin 2020. [Online]. Available: <https://www.solutionsplus.coop/blog/silos-prevenir-les-effondrements-agro-distribution-mai-2020/>.
- [275] M. Marteau-Bazouni, M.-H. Jeuffroy and N. Guilpart, “Modéliser l’impact du changement climatique et de l’adaptation sur les légumineuses à graines en Europe : synthèse et perspectives,” *Innovations Agronomiques*, no. hal-04583740f, pp. 121-133, 2024.
- [276] Citepa, “Rapport d'inventaire Secten,” 2023. [Online]. Available: https://www.citepa.org/wp-content/uploads/publications/secten/2023/Citepa_Secten_ed2023_v1.pdf.
- [277] France AgriMer, “Oléagineux - fiche filière,” janvier 2026. [Online]. Available: https://www.franceagrimer.fr/sites/default/files/2026-02/18_FICHE_FILIERE_OLEAGINEUX_2026.pdf.
- [278] CNE, “Le modèle d’élevage herbivore français, acteur du développement durable,” septembre 2021. [Online]. Available: https://idele.fr/fileadmin/medias/TEMP/FR_Diapo_Modele_elevage_FRFAO_2021_IMP_3.pdf.
- [279] C. Cordier, M. Saille, J.-Y. Courtonne, B. Duflot, F. Cadudal, C. Perrot, A. Brion and R. Baumont, “Quantifier les matières premières utilisées par l'alimentation animale en France et segmenter les flux jusqu'aux filières consommatrices,” 2020. [Online]. Available: <https://hal.inrae.fr/hal-03128009v1>.
- [280] Idele, “Brebis_Link, le pâturage ovin pour créer du lien,” 30 mai 2022. [Online]. Available: <https://idele.fr/detail-article/brebis-link-le-paturage-ovin-pour-creeer-du-lien>.

- [281] Idele, "Pour plus de pâturage ovin et bovin des intercultures, et des partenariats sécurisés et équilibrés entre céréaliers et éleveurs," [Online]. Available: <https://idele.fr/interagit/objectifs-et-actions>.
- [282] Idele, "GAEC Vert de Lait : 80 étudiants à la découverte des systèmes herbagers chez Franck LE BRETON et Maud CLOAREC dans les Côtes-d'Armor," 5 février 2025. [Online]. Available: <https://idele.fr/detail-article/gaec-vert-de-lait-80-etudiants-a-la-decouverte-des-systemes-herbagers-chez-franck-le-breton-et-maud-cloarec>.
- [283] Inrae, "L'élevage face aux défis du changement climatique," 16 septembre 2024. [Online]. Available: <https://www.inrae.fr/dossiers/eleavage-face-aux-defis-du-changement-climatique/au-sommaire-ce-dossier>.
- [284] Agreste, "Enquête sur la structure des exploitations agricoles en 2023 : Principaux résultats – France métropolitaine," *Chiffres et données*, juin 2025.
- [285] Agreste, "Estimations d'emploi agricole - Emploi 2023 et estimations provisoires 2024," *Dossiers*, août 2025.
- [286] Agreste, "Recensement agricole 2020," 2020.
- [287] Ministère de l'agriculture, "Systèmes de production et emploi en élevage laitier," mars 2024. [Online]. Available: https://www.agreste.agriculture.gouv.fr/agreste-web/download/publication/publie/DOC-CEP19/CEP_Doc%20de%20travail_19_Syst%C3%A8mes-de-production-et-emploi-en-%C3%A9levage.pdf.
- [288] Ministère de l'agriculture, "ActifAgri : transformations des emplois et des activités en agriculture," 17 décembre 2019. [Online]. Available: <https://agriculture.gouv.fr/actifagri-transformations-des-emplois-et-des-activites-en-agriculture-analyse-ndeg145>.
- [289] Connaissance des énergies, "Nucléaire : l'Élysée vise désormais 2038 pour la mise en service du premier EPR2," 17 mars 2025. [Online]. Available: <https://www.connaissancedesenergies.org/afp/nucleaire-lelysee-vise-desormais-2038-pour-la-mise-en-service-du-premier-epr2-250317>.
- [290] EMBER, "Electricity Data Explorer," [Online]. Available: https://ember-energy.org/data/electricity-data-explorer/?metric=pct_share&entity=France.
- [291] Wind Europe, "Wind energy in Europe: 2024 Statistics and the outlook for 2025-2030," [Online]. Available: <https://windeurope.org/data/products/wind-energy-in-europe-2024-statistics-and-the-outlook-for-2025-2030/>.
- [292] Les Echos, "Eolien : le flottant prend le vent," 8 juillet 2025. [Online]. Available: <https://www.lesechos.fr/weekend/chroniques/eolien-le-flottant-prend-le-vent-2175398>.
- [293] Engie, "Étude exclusive ifop x ENGIE : 84 % des Français ont une image positive des énergies renouvelables," 28 mai 2025. [Online]. Available: <https://www.engie.com/etude-ifop-energies-que-veulent-les-francais>.
- [294] Réseau action climat France, "La perception par les Français des enjeux et des mesures écologiques," 2025.
- [295] Débat public, "Quel est l'état des lieux de la filière industrielle de l'éolien en mer ?," novembre 2023. [Online]. Available: https://www.debatpublic.fr/sites/default/files/2023-11/MED_Fiche_35_Filiere_industrielle_eolien_en_mer.pdf.
- [296] RTE, "Schéma décennal de développement du réseau - Synthèse," 2025.
- [297] Ecole des réseaux pour la transition énergétique et France 2030, "Besoins en emplois et compétences de la filière des réseaux électriques," 2024.

- [298] RTE, "Bilan électrique 2024 - Principaux résultats," octobre 2025. [Online]. Available: <https://assets.rte-france.com/prod/public/2025-09/04092025-Bilan-electrique-2024-principaux-resultats.pdf>.
- [299] ASNR, "Les cahiers de l'ASNR n°7 - Réacteurs nucléaires de 1300 MWe," 2025.
- [300] ASN, "Position de l'ASN sur les orientations du cinquième réexamen périodique des réacteurs de 900 MWE d'EDF," 12 décembre 2024. [Online]. Available: https://www.hctisn.fr/IMG/pdf/7.asn_2024-12_rp5_900_hctisn.pdf.
- [301] E. Kuleshova, B. Gurovich, D. Maltsev, A. Frolov, Z. Bukina, S. Fedotova, M. Saltykov, E. Krikun, D. Y. Erak, D. Zhurko, D. Safonov and G. Zhuchkov, "Phase and structural transformations in VVER-440 RPV base metal after long-term operation and recovery annealing," 6 février 2018. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0022311517309972>.
- [302] Gifén, "MATCH 2025 : la dynamique de la relance du nucléaire en France confirmée," 27 octobre 2025. [Online]. Available: <https://www.gifen.fr/actualites/detail/match-2025-la-dynamique-de-la-relance-du-nucleaire-en-france-confirmee>.
- [303] Les Echos, "EDF : un modèle financier à bout de souffle, alerte la Cour des comptes," 23 septembre 2025. [Online]. Available: <https://www.lesechos.fr/industrie-services/energie-environnement/edf-un-modele-financier-a-bout-de-souffle-alerte-la-cour-des-comptes-2187966>.
- [304] Les Echos, "Nucléaire : l'avenir des réacteurs EPR2 d'EDF entre les mains de Bruxelles," 5 décembre 2025. [Online]. Available: <https://www.lesechos.fr/industrie-services/energie-environnement/nucleaire-lavenir-des-reacteurs-epr2-dedf-entre-les-mains-de-bruxelles-2203122>.
- [305] A. Blanchard, "Why is nuclear energy so expensive?," 8 septembre 2025. [Online]. Available: <https://substack.com/inbox/post/173080586>.
- [306] Vie Publique, "La construction de l'EPR de Flamanville - Rapport au président directeur général d'EDF," 25 octobre 2019. [Online]. Available: <https://www.vie-publique.fr/rapport/271429-la-construction-de-lepr-de-flamanville>.
- [307] Voix du Nucléaire, "TerraWater - Scénario énergétique pour la neutralité carbone de la France en 2050 et au-delà," 2023.
- [308] SGPE, "Bouclage biomasse : enjeux et orientations," juillet 2024. [Online]. Available: <https://www.info.gouv.fr/upload/media/content/0001/11/62adc0f13c5a98c5a736dd6a4f078762810ec904.pdf>.
- [309] ADEME, "Avis technique Méthanisation," 9 octobre 2023. [Online]. Available: <https://librairie.ademe.fr/energies/6503-avis-technique-methanisation.html>.
- [310] France AgriMer, "Étude de nouveaux gisements de biomasse végétale fermentescible, et des conditions de leur mobilisation pour la méthanisation," 2024. [Online]. Available: https://www.franceagrimer.fr/sites/default/files/rdd/documents/241003_Rapport_Complet_VF1_2.pdf.
- [311] SDES, "Tableau de bord : biométhane injecté dans les réseaux de gaz - Quatrième trimestre 2025," 27 février 2026. [Online]. Available: <https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/tableau-de-bord-biomethane-injecte-dans-les-reseaux-de-gaz-quatrieme-trimestre-2025>.
- [312] Gouvernement de la France, "Programmation pluriannuelle de l'énergie (2026-2035)," 2025. [Online]. Available: <https://www.economie.gouv.fr/files/files/2026/ppe3.pdf?v=1772447721>.
- [313] T&E, "Les biocarburants émettent globalement plus de CO2 que les carburants fossiles qu'ils remplacent," 9 octobre 2025. [Online]. Available:

- <https://www.transportenvironment.org/te-france/articles/les-biocarburants-emettent-globalement-plus-de-co2-que-les-carburants-fossiles-qu'ils-remplacent>.
- [314] The Shift Project, "Pour une agriculture bas carbone, résiliente et prospère," 28 novembre 2024. [Online]. Available: <https://theshiftproject.org/publications/agriculture-bas-carbone-resiliente-prospere/>.
- [315] SDES, "Chiffres clés des énergies renouvelables - Biomasse solide," 2025. [Online]. Available: <https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/edition-numerique/chiffres-cles-energies-renouvelables/fr/18-biomasse-solide->.
- [316] Ministère de la transition écologique, "Stratégie Nationale de Mobilisation de la Biomasse," 16 mars 2018. [Online]. Available: <https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/documents/Strat%C3%A9gie%20Nationale%20de%20Mobilisation%20de%20la%20Biomasse.pdf>.
- [317] D. L. Achat, M. Fortin, G. Landmann, B. Ringeval and L. Augusto, "Forest soil carbon is threatened by intensive biomass harvesting," *Sci Rep*, vol. 5, no. 15991, 2015.
- [318] ADEME, "Récolte durable de bois pour la production de plaquettes forestières," 12 janvier 2021. [Online]. Available: <https://librairie.ademe.fr/agriculture-alimentation-foret-bioeconomie/4196-recolte-durable-de-bois-pour-la-production-de-plaquettes-forestieres-9791029714474.html#product-presentation>.
- [319] Ministère de la transition écologique, "La Stratégie nationale bas-carbone (SNBC 2) en vigueur," 12 décembre 2025. [Online]. Available: <https://www.ecologie.gouv.fr/politiques-publiques/strategie-nationale-bas-carbone-snbc-2-vigueur>.
- [320] INRA, "Stocker du carbone dans les sols français," novembre 2020. [Online]. Available: https://www.inrae.fr/sites/default/files/pdf/Etude_4pour1000_RESUME_Novembre%202020.pdf.
- [321] WWF, "Protéger les Prairies pour un Avenir Agricole Durable," 20 février 2025. [Online]. Available: <https://www.wwf.fr/vous-informer/actualites/protoger-les-prairies>.
- [322] Ministère de l'agriculture, "La haie levier de la planification écologique," 23 mai 2023. [Online]. Available: <https://agriculture.gouv.fr/la-haie-levier-de-la-planification-ecologique>.
- [323] Ministère de l'agriculture, "Programme « Plantons des haies ! » - 45 M€, 22 décembre 2021. [Online]. Available: <https://agriculture.gouv.fr/francerelance-45-meu-pour-planter-7-000-km-de-haies-en-2-ans>.
- [324] ADEME, "Programme thèses : Agriculture de conservation et eau dans le sol," 23 janvier 2025. [Online]. Available: <https://recherche.ademe.fr/agriculture-de-conservation-et-eau-dans-le-sol>.
- [325] IGN, "Mémento édition 2025," 2025. [Online]. Available: <https://www.calameo.com/read/0011885827c418636cbd4>.
- [326] Observatoire des forêts françaises, "Deux années exceptionnelles : 2003 et 2022," 18 novembre 2024. [Online]. Available: <https://observatoire.foret.gouv.fr/themes/deux-annees-exceptionnelles-2003-et-2022>.
- [327] Ministère de l'agriculture, "Plan national d'actions scolutes & bois de crise," 2024.
- [328] Observatoire des forêt françaises, "L'inventaire national des émissions de gaz à effet de serre," 12 novembre 2024. [Online]. Available: <https://observatoire.foret.gouv.fr/themes/l-inventaire-national-des-emissions-de-gaz-a-effet-de-serre>.
- [329] Ministère de la transition écologique, "Plan d'action pour la préservation des sols forestiers," juillet 2025. [Online]. Available:

- https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/documents/25017_plan_sols_forestiers.pdf.
- [330] IGN, "Indicateurs de gestion durable des forêts Françaises," [Online]. Available: <https://foret.ign.fr/IGD/fr/indicateurs/6.1>.
- [331] IGF, CGAAER, IGEDD, "Mise en gestion durable de la forêt française privée," mars 2024. [Online]. Available: https://igedd.documentation.developpement-durable.gouv.fr/documents/Affaires-0013318/015141-01_rapport-publi%C3%A9.pdf;jsessionid=79C0296DCBBAFB9C52C0E6A97E55E732.
- [332] Agreste, "La forêt privée française en France métropolitaine : structure, propriétaires et potentiel de production," décembre 2015. [Online]. Available: <https://www.ofme.org/documents/ForetPrivee/agresteForetPriveeDossier2015.pdf>.
- [333] Agreste, "Les scieries : des productions spécialisées avec des modèles économiques spécifiques," octobre 2024. [Online]. Available: https://agreste.agriculture.gouv.fr/agreste-web/download/publication/publie/Pri2406/Primeur2024-6_Bois_vf.pdf.
- [334] IGN, "La diversité des peuplements forestiers," [Online]. Available: <https://inventaire-forestier.ign.fr/spip.php?rubrique78>.
- [335] INRAE, "For-Eval : une application mobile pour évaluer les sols forestiers," [Online]. Available: <https://ispa.hub.inrae.fr/outils/outils-d-aide-a-la-decision/for-eval-une-application-mobile-pour-evaluer-les-sols-forestiers>.
- [336] Office National des Forêts, "Pratic'sols - Guide sur la praticabilité des parcelles forestières," 2021. [Online]. Available: <https://www.onf.fr/produits-services/%2B/192::pratic-sols-guide-sur-praticabilite-des-parcelles-forestieres.html>.
- [337] ADEME, "[Étude] Pour une gestion raisonnée de la récolte de bois-énergie," 21 mars 2019. [Online]. Available: <https://www.ademe.fr/presse/communiqu%C3%A9-national/forets-etude-pour-une-gestion-raisonnee-de-la-recolte-de-bois-energie/>.
- [338] Wikipédia, "Robustesse (ingénierie)," [Online]. Available: [https://fr.wikipedia.org/wiki/Robustesse_\(ing%C3%A9nierie\)](https://fr.wikipedia.org/wiki/Robustesse_(ing%C3%A9nierie)).
- [339] ADEME, "Prospective - Transitions 2050 - Rapport," 18 janvier 2022. [Online]. Available: <https://librairie.ademe.fr/societe-et-politiques-publiques/5072-prospective-transitions-2050-rapport-9791029718878.html>.
- [340] IGN et FCBA, "Projections des disponibilités en bois et des stocks et flux de carbone du secteur forestier français," 2024. [Online]. Available: <https://www.ign.fr/projections-bois-carbone-foret-francaise-2023-2024>.
- [341] The Shift Project, "L'évaluation énergie-climat du PTEF," 2022.
- [342] RTE, "Futurs énergétiques 2050," 2021.
- [343] The Shift Project, Climat, crises - Le plan de transformation de l'économie française, Odile Jacob, 2022.
- [344] The Shift Project, "La Souveraineté par la décarbonation : voie nécessaire pour la France et l'Europe," 12 novembre 2025. [Online]. Available: <https://theshiftproject.org/publications/souverainete-decarbonation-france-exposition-energie/>.
- [345] RTE, "Bilan électrique 2024 - Principaux résultats," 2024. [Online]. Available: <https://analysesetdonnees.rte-france.com/bilan-electrique-2024/synthese>.
- [346] CITEPA, "Nouvelle estimation des émissions de l'année 2025 par le baromètre mensuel du Citepa," 8 avril 2026. [Online]. Available: <https://www.citepa.org/nouvelle-estimation-des-emissions-de-lannee-2025-par-le-barometre-mensuel-du-citepa/>.

- [347] Haut Conseil pour le Climat, "Relancer l'action climatique face à l'aggravation des impacts et à l'affaiblissement du pilotage," 2025.
- [348] ECO infos, "Bretagne : RTE mise sur une grosse batterie pour renforcer la stabilité du réseau électrique," 16 janvier 2026. [Online]. Available: <https://www.les-energies-renouvelables.eu/article/actualites/energies/bretagne-rte-mise-sur-une-grosse-batterie-pour-renforcer-la-stabilite-du-reseau-electrique-250/>.
- [349] GIFEN, "Programme MATCH. Note remise au gouvernement," 2023.
- [350] Ecoles des réseaux pour la transition énergétique, "Besoins en emplois et compétences de la filière des réseaux électriques," 2024.
- [351] ANFA, "La filière IRVE en France," *Autofocus*, no. 114, 2025.
- [352] ANFA, "Le commerce de détail de carburants," *Autofocus*, no. 71, 2018.
- [353] Groupe SNCF, "Rapport financier," 2024.
- [354] Insee, "Esane," 2023.
- [355] FFB, "Le bâtiment en chiffres 2018," 2019.
- [356] FFB, "Le bâtiment en chiffres 2024," 2025.
- [357] Agreste, "Recensement agricole 2020, Main-d'œuvre et externalisation des travaux, no. 20, Primeur," 2022. [Online]. Available: <https://agreste.agriculture.gouv.fr/agresteweb/disaron/Pri2211/detail/>.
- [358] Agreste, "Estimations d'emploi agricole - Emploi 2023 et estimations provisoires 2024," *Dossiers*, no. 2, 2025.
- [359] The Shift Project, "Former les actifs pour la transition écologique," 2025.
- [360] The Shift Project, "Former les acteurs de l'économie de demain," 2022.
- [361] Ademe, "Les performances réelles des pompes à chaleurs," 7 octobre 2025. [Online]. Available: <https://librairie.ademe.fr/batiment/8634-avis-sur-les-performances-reelles-des-pompes-a-chaaleur.html#product-features>.
- [362] UNEDIC et ELABE, "Le travail en transitions. Crise et transition écologiques : quels impacts sur le travail ?," avril 2023. [Online]. Available: https://www.unedic.org/storage/uploads/2023/07/18/Crise20et20transition20C3A9cologiques20Quels20impacts20sur20le20travail_uid_64b6b578b4e92.pdf.
- [363] Agence Nationale pour l'Amélioration des Conditions de Travail, "Soutenir la transformation des modèles de production et de travail des agriculteurs : le Fact subventionne 15 projets," 19 juillet 2024. [Online]. Available: <https://www.anact.fr/appel-projets-fact-travail-en-agriculture-transitions-evolution-demographique-et-nouveaux-profils>.
- [364] Insee, "L'amélioration du marché du travail depuis 2015 a-t-elle aussi concerné les personnes qui en sont habituellement éloignées ?," 2025.
- [365] Insee, "Part des jeunes de 15 à 29 ans qui ne sont ni en emploi ni en formation (NEET) - France hors Mayotte - Données CVS," 10 février 2026. [Online]. Available: <https://www.insee.fr/fr/statistiques/serie/010752067>.
- [366] INSEE, "Insertion des lycéens professionnels et étudiants du CAP au BTS," 12 février 2025. [Online]. Available: <https://www.insee.fr/fr/statistiques/8305528?sommaire=8306008>.
- [367] IGF et al., "Tensions sur les effectifs et compétences dans l'industrie et dispositifs de formation associés," 2023.

- [368] INSEE, "Bilan démographique 2025 - Tableaux rétrospectifs," 13 janvier 2026. [Online]. Available: <https://www.insee.fr/fr/statistiques/8721185?sommaire=8721209>.
- [369] Katalyse et al., "Etude prospective des besoins en emploi et compétences de la filière des infrastructures numériques à l'horizon 2030," 2023.
- [370] INTEFP, "Vers un dialogue social revitalisé pour accompagner les enjeux de transitions dans les entreprises, les branches et les territoires," in *38e session nationale*, 2025.
- [371] ONEMEV, "Accompagnement vers l'emploi et transition écologique – Une analyse des besoins exprimés par les professionnels," 3 mars 2025. [Online]. Available: <https://reseauactionclimat.org/publications/accompagnement-vers-lemploi-et-transition-ecologique-une-analyse-des-besoins-exprimes-par-les-professionnels/>.
- [372] IEA, "The Role of Critical Minerals in Clean Energy Transitions," Paris, 2021.
- [373] M. Sauze and S. Barbusse, "Prospective - Transitions 2050 - Feuilleton Matériaux de la transition énergétique," 2022.
- [374] ICSG, "World Copper Factbook," 2025. [Online]. Available: <https://icsg.org/copper-factbook/>. [Accessed 02 Février 2026].
- [375] E. Hache, V. D'Herbemont, L.-M. Malbec and C. Roche, "Transition énergétique : une rupture dans la dynamique de demande mondiale en métaux ?," *Annales des Mines – Réalités industrielles*, vol. 2025/4, 2025.
- [376] IEA, "Global Critical Minerals Outlook 2025," Paris, 2025.
- [377] J. Tuduri and M. Leguérinel, "Le cuivre : chaîne de valeur d'un métal hautement stratégique," *Annales des Mines – Réalités industrielles*, vol. 2025/4, 2025.
- [378] K. Islam, K. Maeno, R. Yokoi, D. Giurco, S. Kagawa, S. Murakami and M. Motoshita, "Geological resource production constrained by regional water availability," *Science*, 14 March 2025.
- [379] N. ARNDT and C. PHILIBERT, "Réévaluation de l'offre de cuivre : le rôle crucial de la technologie," 2025.
- [380] ADEME and DELOITTE, "Etude du potentiel d'amélioration du recyclage des métaux en France - rapport," 2024.
- [381] IEA, "Recycling of Critical Minerals," Paris, 2024.
- [382] Horizon 2020 Programme - Commission européenne - JRC, "SCREEN 2," 2024.
- [383] OFREMI, "Stratégie Cuivre : Recommandations OFREMI," 17 juillet 2025. [Online]. Available: <https://www.ofremi.fr/fr/actualite/actualite/strategie-cuivre-recommandations-ofremi>. [Accessed 03 02 2026].
- [384] ADEME, In Extenso Innovation Croissance RDC Environment, JBK corp, "Bilan National du Recyclage 2012-2021 - Évolutions du recyclage en France de différents," 2024.
- [385] L. Gregoir, "Metals for Clean Energy: Pathways to solving Europe's raw," 2022.
- [386] M. Leguérinel and M. Le Gleuher, "Le cuivre : revue de l'offre mondiale en 2019 rapport final," 2019.
- [387] G. Parpan, B. Andrieu, O. Vidal, L. Delannoy, H. G. M. Le Boulzec, Y. Jérouvel and S. Delalande, "Examining copper supply consistency in socioeconomic pathways: A mine-level dynamic approach," *Resources, Conservation and Recycling*, vol. 225, 2026.
- [388] OFREMI, "Situation du cuivre en 2035 : Quel positionnement de l'OFREMI ?," 23 mai 2024. [Online]. Available: <https://www.ofremi.fr/fr/actualite/actualite/situation-du-cuivre-2035-quel-positionnement-de-lofremi>.

- [389] O. Vidal, H. Le Boulzec, B. Andrieu and F. Verzier, "Modelling the Demand and Access of Mineral Resources in a Changing World," *Sustainability*, 2022.
- [390] Association négWatt et ADEME, "Feuille de route matériaux - Cuivre," 2 février 2026. [Online]. Available: <https://librairie.ademe.fr/industrie-et-production-durable/9023-feuille-de-route-materiaux-cuivre.html#>.
- [391] IEA, "Direct Air Capture," 2023. [Online]. Available: <https://www.iea.org/energy-system/carbon-capture-utilisation-and-storage/direct-air-capture>.
- [392] T. T. e. al., "Life Cycle Assessment of Direct Air Carbon Capture and Storage with Low-Carbon Energy Sources," *Environmental Science & Technology*, 2021.
- [393] JRC, "Production costs from iron and steel industry in the EU and third countries," 2020.
- [394] Sénat, Valérie Létard, "Rapport d'information au nom de la mission d'information sur les enjeux de la filière sidérurgique dans la France du XXI^e siècle : opportunité de croissance et de développement," 2019.
- [395] The Shift Project, "PTEF - Habiter dans une société bas-carbone," 2021.
- [396] The Shift Project, "PTEF - Décarboner la filière ciment-béton," 2022.
- [397] IEAGHG, "Iron and Steel CCS Study (Techno-Economics Integrated Steel Mill)," 2013.
- [398] ADEME, "Rendement de la chaîne hydrogène," 2020.
- [399] CNDP, "Compte-rendu du Débat Public de la zone Fos Berre Provence," 2025.
- [400] Joint Research Centre: Institute for Prospective Technological Studies, "Best available techniques (BAT) reference document for iron and steel production – Industrial emissions Directive 2010/75/EU – Integrated pollution prevention and control," 2013.
- [401] EUROFER, "New trade measure is major leap forward to save EU steel and hundred of thousands of jobs; now fast-track adoption is crucial," [Online]. Available: <https://www.eurofer.eu/assets/press-releases/new-trade-measure-is-major-leap-forward-to-save-eu-steel-and-hundreds-of-thousands-of-jobs-now-fast-track-adoption-is-crucial-says-eurofer/20251007-EUROFER-press-release-Steel-Trade-Measure-final-v2.pdf>.
- [402] OCDE, "Perspectives de l'acier de l'OCDE 2025 (version abrégée)," 2025.
- [403] EDF, "EDF élargit le périmètre des acteurs éligibles aux contrats d'allocation de production nucléaire (CAPN)," 13 11 2025. [Online]. Available: https://www.edf.fr/sites/groupe/files/epresspack/11786/20251110_Communique-de-presse_elargissement-CAPN_DEF.pdf.
- [404] INSEE, "Caractéristiques comptables, financières et d'emploi des entreprises en 2023 - ESANE," 2023. [Online]. Available: <https://www.insee.fr/fr/statistiques/8611560?sommaire=8611642>.
- [405] Commission européenne, "Commission takes action for clean and competitive automotive sector," 16 décembre 2025. [Online]. Available: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_25_3051.
- [406] D. Castelvechi, "How the hydrogen revolution help save the planet - and how it can't," 16 Novembre 2022. [Online]. Available: <https://www.nature.com/articles/d41586-022-03699-0>.
- [407] The Shift Project, "PTEF - Décarboner l'industrie," 2022.
- [408] France Hydrogène, "Guide emploi et formations 2024 - 2025," 2024.
- [409] SDES, "Prix du gaz naturel en France et dans l'Union européenne en 2024," 2025.
- [410] Sia, "8^{ième} Observatoire du biométhane - Edition 2024," 2024.

- [411] The Shift Project, "PTEF - Volet Energie et Climat".
- [412] Sia, "Electrolyzer materials: overall assessment of supply sustainability and vulnerabilities," 2022.
- [413] Tony Walker et al., "Environmental effects of marine transportation," 2018.
- [414] IRENA, "Technology review of hydrogen carriers," 2022.
- [415] ADEME, "Transport international d'hydrogène," 2025.
- [416] AéroDécarbo et The Shift Project, "Pouvoir voler sans pétrole," 2026.
- [417] Sia, "Observatoire français des efuels," 2024.
- [418] The Shift Project, "Pouvoir voler en 2050," 2021.
- [419] Storengy, Armines-Ecole Polytechnique, INOVYN, ESK, ERM, Ineris, AXELERA, Brouard CONsulting, Equinor, "Hydrogen storage in salt caverns : HyPSTER reaches a new milestone with the successful completion of cycling tests," 2025.
- [420] Gouvernement français, "Projet de Stratégie nationale bas-carbone n°3," 2025.
- [421] ADEME, "Base Empreinte : Mix électrique France 2024," 2024. [Online]. Available: <https://base-empreinte.ademe.fr/donnees/jeu-donnees/bc9135b4-547c-34be-90e2-00c03248839f/0/false/null>.
- [422] Zenon Research, "Sustainable Aviation Fuels," 2024.
- [423] France Hydrogène, "Le transport d'hydrogène," 2016.
- [424] Club CO2, 2025. [Online]. Available: <https://www.club-co2.fr/fr>.
- [425] ADEME, "Avis d'expert : valorisation du CO2," 2021.
- [426] Académie des Sciences, "Captage et Stockage du CO2 : le puits de carbone géologique," 2020.
- [427] France Stratégie, "La nouvelle trajectoire de la valeur de l'action pour le climat," 2025.
- [428] BPIFrance, "Taxe carbone aux frontières de l'UE : quels enjeux pour les entreprises ?," 2023.
- [429] ETH Zurich, "Considering technology characteristics to project future costs of direct air capture," 2024.
- [430] IEA, "ETP Clean Energy Technology Guide," 2025. [Online]. Available: <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/etp-clean-energy-technology-guide?layout=list&selectedTechID=all>.
- [431] IEA, "Energy Technology Perspectives 2020 : Special Report on Carbon Capture, Utilisation and Storage," 2020.
- [432] E. R. A. A. R. S. R. Sai Gokul Subraveti, "Is Carbon Capture and Storage (CCS) Really So Expensive ? An Analysis of Cascading Costs and CO2 Emissions Reduction of Industrial CCS Implementation on the Construction of a Bridge," 2023.
- [433] International association of Oil and Gas Producers (IOGP), "CO2 Storage map," 2025. [Online]. Available: https://iogpeurope.org/wp-content/uploads/2025/09/CO2-Storage-Projects-in-Europe-map_Sept25.pdf.
- [434] France Ciments, "Feuille de route de dé"carbonation de l'industrie cimentière," 2023.
- [435] Ineris, "Synthèse des connaissances sur les projets pilotes et sites de stockage de CO2," 2025.
- [436] Aéro Décarbo et The Shift Project, "Pouvoir voler sans pétrole," 2026.
- [437] SDES, "Les salaires dans le secteur des transports et de l'entreposage en 2023," 2025.

- [438] V. Kaufmann, "Quel est le secret de la réussite du système de transports publics suisse ?," 12 mai 2025. [Online]. Available: <https://forumviesmobiles.org/points-de-vue/16348/quel-est-le-secret-de-la-reussite-du-systeme-de-transports-publics-suisse>.
- [439] Sénat, "Contre un crash programmé : dix-huit mesures d'urgence pour l'industrie automobile française," 15 octobre 2025. [Online]. Available: <https://www.senat.fr/rap/r25-037/r25-037.html>.
- [440] Hexafret, [Online]. Available: <https://hexafret.com/fr>.
- [441] Flottes Automobiles, "Camions électriques : masses et autonomies à la hausse," 11 juillet 2023. [Online]. Available: <https://www.flotauto.com/camions-electriques-autonomie/>.
- [442] Santé publique France, "Pollution de l'air ambiant : nouvelles estimations de son impact sur la santé des Français," 14 avril 2021. [Online]. Available: <https://www.santepubliquefrance.fr/presse/2021/pollution-de-l-air-ambiant-nouvelles-estimations-de-son-impact-sur-la-sante-des-francais>.
- [443] A. Schneider and C. C. Huyghe, "Les légumineuses pour des systèmes agricoles et alimentaires durables," *Editions Quae*, p. 512, 2015.
- [444] agreste Hauts-de-France, "En hiver, dans les Hauts-de-France 6 % de la surface en grandes cultures reste non couverte," 2021.
- [445] RTE, "La production totale d'électricité en France a légèrement crû en 2025, avec une part d'électricité décarbonée qui se maintient à plus de 95%," 2025. [Online]. Available: <https://analysesetdonnees.rte-france.com/bilan-electrique-2025/production#Vuedensemble>.
- [446] Légifrance, "Circulaire relative à l'appréciation des projets de renouvellement des parcs éoliens terrestres," 18 septembre 2025. [Online]. Available: https://www.legifrance.gouv.fr/circulaire/id/45626?init=true&page=1&query=relative+%C3%A0+l'E2%80%99appr%C3%A9ciation+des+projets+de+renouvellement+des+parcs+%C3%A9oliens+terrestres&searchField=ALL&tab_selection=all.
- [447] C. Raffin and P. Quirion, "Les scénarios de transition énergétique en France, quel impact sur l'emploi ?," *Revue de l'OFCE*, vol. 1, no. 188, pp. 5-41, 2025.
- [448] Connaissance des énergies et AFP, "Nucléaire : l'Élysée vise désormais 2038 pour la mise en service du premier EPR2," 17 mars 2025. [Online]. Available: <https://www.connaissancedesenergies.org/afp/nucleaire-lelysee-vise-desormais-2038-pour-la-mise-en-service-du-premier-epr2-250317>.
- [449] RTE, "Futurs énergétiques 2025 - Principaux résultats," 2025.
- [450] Insee, "France, portrait social. Edition 2025," novembre 2025. [Online]. Available: <https://www.insee.fr/fr/statistiques/8612528?sommaire=8612596>.
- [451] Unédic, "Emploi et décarbonation : panorama des travaux existants," 2024.
- [452] SGPE, "Stratégie emplois et compétences pour la planification écologique," 2024.
- [453] INSEE, "Projection de population active : le nombre d'actifs diminuerait à partir de 2040," 2022.
- [454] Le Moniteur, "Les artisans du bâtiment descendront dans la rue, annonce le président de la Capeb," 4 décembre 2025. [Online]. Available: <https://www.lemoniteur.fr/artisans/les-artisans-du-batiment-descendront-dans-la-rue.4PFYZRLFUZEDDENYJPR5GHSWV4.html>.
- [455] Compagnons bâtisseurs, "Les Compagnons Bâtisseurs Bretagne et le SDE35 signeront une convention de partenariat," 6 juillet 2023. [Online]. Available:

- <https://www.compagnonsbatisseurs.eu/actualites/signature-convention-partenariat-avec-SDE35>.
- [456] I4CE, "Quelles aides publiques pour la rénovation énergétique des logements ?," 3 février 2022. [Online]. Available: <https://www.i4ce.org/publication/aides-publiques-renovation-energetique-logements/>.
- [457] ANCOLS, "La rénovation des passoires thermiques dans le logement social," 13 février 2024. [Online]. Available: <https://www.ancols.fr/publications/etudes/la-renovation-des-passoires-thermiques-dans-le-logement-social>.
- [458] ANCOLS, "Etude sur la rénovation thermique des logements du parc social," juin 2022. [Online]. Available: https://www.union-habitat.org/sites/default/files/articles/pdf/2022-06/renovation_therm_rapport.pdf.
- [459] European Data Centre Association, "EU Reporting Scheme for data centres Explained," juin 2024. [Online]. Available: https://www.eudca.org/documents/content/_wU9NldhRn2O7FEPP-YZ2Qo33?download=0.
- [460] Unitar, "The global E-waste Monitor 2024 – Electronic Waste Rising Five Times Faster than Documented E-waste Recycling: UN," 2024. [Online]. Available: <https://ewastemonitor.info/the-global-e-waste-monitor-2024/>.
- [461] Agreste, "Bilan annuel de l'emploi agricole (BAEA) - Résultats 2019 et estimations 2020," 25 mai 2021. [Online]. Available: <https://agreste.agriculture.gouv.fr/agreste-web/disaron/Chd2106/detail/>.
- [462] V. Chatellier, "L'hétérogénéité des revenus des actifs non salariés au sein de l'agriculture française : un regard au travers de deux grilles typologiques," *Economie rurale*, Vols. octobre-décembre, no. 378, pp. 55-73, 2021.
- [463] F. Purseigle and B. Hervieu, *Une agriculture sans agriculteurs*, Presses de Sciences Po, 2023.
- [464] ADEME, "Perf in mind : rénovation performante de maisons individuelles," 26 janvier 2022. [Online]. Available: https://librairie.ademe.fr/batiment/5265-6746-perf-in-mind-renovation-performante-de-maisons-individuelles.html#/44-type_de_produit-format_electronique.
- [465] ADEME, "Evaluation par la mesure des dispositifs existants de rénovation PERformante de Maisons INDividuelles, partie 2," 17 décembre 2025. [Online]. Available: <https://librairie.ademe.fr/batiment/8898-10707-evaluation-par-la-mesure-des-dispositifs-existants-de-renovation-performante-de-maisons-individuelles-partie-2.html#product-features>.
- [466] Enertech Scop, "Etude sur la performance énergétique de copropriétés rénovées," 1 février 2024. [Online]. Available: <https://www.enertech.fr/etude-sur-la-performance-energetique-de-coproprietes-renovees/>.
- [467] dena, "Auswertung von Verbrauchskennwerten energieeffizienter Wohngebäude.," Berlin, 2016.
- [468] Epoch AI, "Build times for gigawatt-scale data centers can be 2 years or less," 10 novembre 2025. [Online]. Available: <https://epoch.ai/data-insights/data-centers-buildout-speeds>.
- [469] R. Lorenzini, "Digital & environment : How to evaluate server manufacturing footprint, beyond greenhouse gas emissions?," 26 novembre 2021. [Online]. Available: <https://boavizta.org/en/blog/empreinte-de-la-fabrication-d-un-serveur>.
- [470] INRAE, "Analyse du Cycle de Vie du biométhane issu de ressources agricoles," octobre 2021. [Online]. Available:

- https://www.inrae.fr/sites/default/files/pdf/Rapport%20ACV_Biomethane%20issu%20de%20ressources%20agricoles_INRAE%20Transfert_GRDF....pdf.
- [471] Association négaWatt, "Scénario négaWatt 2022-2050," 26 octobre 2021. [Online]. Available: <https://www.negawatt.org/Scenario-negaWatt-2022>.
- [472] Solagro, "Quelles biomasses pour la transition énergétique ?," octobre 2024. [Online]. Available: <https://solagro.org/travaux-et-productions/publications/quelles-biomasses-pour-la-transition-energetique>.
- [473] GRDF, GRTgaz, SPEGNN, Teréga, "Perspectives gaz," 2022. [Online]. Available: https://www.natrangroupe.com/sites/default/files/2022-07/Rapport_PerspectivesGaz2022_Web.pdf.
- [474] Vie publique, "Forêt : une mortalité en hausse à cause du changement climatique," 15 octobre 2024. [Online]. Available: <https://www.vie-publique.fr/en-bref/295683-inventaire-forestier-les-effets-du-changement-climatique-sur-la-foret>.
- [475] CCFA, "L'industrie automobile française. Analyse et statistiques," 2024.
- [476] The Shift Project, "Quels actifs avec quelles compétences pour une agriculture bas carbone, résiliente et prospère ?," novembre 2024. [Online]. Available: <https://theshiftproject.org/app/uploads/2025/01/Rapport-emploi-et-formation-agricoles.pdf>.
- [477] G. Lagos, D. Peters, A. Videla and J. J. Jara, "The effect of mine aging on the evolution of environmental footprint indicators in the Chilean copper mining industry 2001–2015," *Journal of Cleaner Production*, vol. 174, pp. 389-400, 2018.

Annexe

Annexe à la section Chantier n°13 : Capturer, stocker et valoriser le CO₂ industriel résiduel.

Technologie	Consommation énergétique		Source
	GJ/tCO ₂	kWh/tCO ₂	
Non précisée	0,3 à 10,0	83 à 2 780	Haut Conseil pour le Climat – Avis sur la stratégie de capture du carbone, son utilisation et son stockage (CCUS) – 2023
Amines	1,0 à 2,8	278 à 778	Global CCS Institute – State of the art: CCS technologies 2025 – 2025
Amines	3,0 à 5,5	834 à 1 529	Jean Marie Seiler (Sauvons le Climat) – Captage et stockage du CO ₂ : un état des lieux – 2020
Amines	2,3 à 9,2	639 à 2 558	Font-Palma, C.; Cann, D.; Udemu, C. Review of Cryogenic Carbon Capture Innovations and Their Potential Applications. C 2021, 7, 58. https://doi.org/10.3390/c7030058
Cryogénie	2,4 à 5,2	667 à 1 446	
Combustion oxyfuel	1,2 à 2,0	320 à 562	
Amines	2,8 à 4,1	778 à 1 140	ADEME - Le Captage et Stockage géologique du CO ₂ (CSC) en France : Le CSC, un potentiel limité pour la réduction des émissions industrielles – 2020
Combustion oxyfuel	0,6 à 5,2	164 à 1 446	

Tableau 8 : Consommations énergétiques des procédés de captage du CO₂

Ces valeurs varient selon plusieurs paramètres, notamment la technologie et la concentration du CO₂ avant et après captage. Il est à noter que, dans le cas du captage aux amines (post-combustion) et du DAC, une part importante de l'énergie est thermique : de l'ordre de 60 % pour les amines [264] et 70-80 % pour le DAC [391] [392]. Ces éléments sont cohérents avec les informations transmises lors d'entretiens d'experts dans le cadre de cette étude. Les sites industriels disposant d'une source d'énergie thermique fatale sont alors pressentis pour cette technologie.

The Shift Project est un groupe de réflexion qui vise à éclairer et influencer le débat sur les défis climat-énergie.

Nous sommes une association d'intérêt général. Nos membres financeurs sont pour la plupart des entreprises. Guidé par l'exigence de rigueur scientifique et technique, notre regard sur l'économie est avant tout physique et systémique.

www.theshiftproject.org

Graphisme

Jérémy Garcia Zubialde

Contacts

Clément Caudron

Chef de projet Transition Robuste
clement.caudron@theshiftproject.org

Nicolas Raillard

Coordinateur Transition Robuste
nicolas.raillard@theshiftproject.org

Héloïse Lesimple

Pilote Communication Affaires publiques
Transition Robuste
heloise.lesimple@theshiftproject.org

