Université Paris Nanterre

200 av. de la République
92001 Nanterre Cedex
www.parisnanterre.fr

École Doctorale
Économie, Organisation, Société

Unité de recherche
EconomiX

Simon LANG

Scénarios d'électrification des procédés pour décarboner l'industrie manufacturière française à l'horizon 2050 : enjeux technologiques et dynamique multisectorielle

Thèse présentée et soutenue publiquement le 30 septembre 2024
en vue de l'obtention du doctorat de Sciences Economiques
de l'Université Paris Nanterre
sous la direction de Lionel RAGOT (Université Paris Nanterre)

Jury :

Rapporteure :	Mme Sandrine SELOSSE	Chargée de recherche : Mines Paris - PSL
Rapporteure :	Mme Aude POMMERET	Professeure des universités : Université Savoie Mont Blanc
Membre du jury :	M. Lionel RAGOT	Professeur des universités : Université Paris Nanterre
Membre du jury :	M. Patrick CRIQUI	Directeur de recherche émérite : Université Grenobles Alpes
Membre du jury :	Mme Céline GUIVARCH	Directrice de recherche : Ecole des Ponts ParisTech
Membre du jury :	M. Frédéric LANTZ	Professeur : IFP School
Membre du jury :	M. Jean-Michel CAYLA	Docteur : EDF
Membre du jury :	M. Phu NGUYEN-VAN	Directeur de recherche : Université Paris Nanterre

Résumé

Cette thèse examine les enjeux liés à la modélisation du secteur industriel français et ses implications pour l'atteinte des objectifs climatiques. Le travail met en lumière l'importance de construire une représentation détaillée des secteurs industriels, articulant de façon cohérente les solutions techniques avec les contraintes d'implémentation (organisationnelle, financière, gestion du risque).

La désagrégation sectorielle approfondie permet, par la suite, de construire différents scénarios autour de paramètres centraux, mais controversés : la future perception des prix du carbone, les nouvelles chaînes de valeur, ou encore les mesures de sobriété. Cette désagrégation facilite également le couplage avec un modèle d'équilibre général, permettant une hybridation poussée pour observer plus précisément l'impact global d'une décarbonation de l'industrie sur l'ensemble de l'économie. Cela nous permet également d'examiner les problématiques de compétitivité de l'industrie dans ce contexte.

La thèse démontre en particulier qu'il est possible, grâce aux avancées dans la description sectorielle, de tenir compte de l'hétérogénéité des décisions d'investissement en décarbonation entre les secteurs et de construire des trajectoires à l'horizon 2050 des consommations d'énergie. De nouvelles estimations sur les niveaux de prix du carbone nécessaires sont proposées dans différents contextes de prix des énergies et de visibilité, offrant ainsi des compléments aux estimations récentes des coûts d'abattement. Les premiers éléments sur les dynamiques d'évolution, notamment la distinction entre une trajectoire quasi optimale avec un minimum de coûts échoués et des trajectoires en territoire incertain, fournissent de nouvelles fourchettes pour les besoins d'investissements.

Nous fournissons également des informations inédites sur l'impact de la décarbonation de l'industrie en France, qui permettront de prolonger l'analyse à d'autres mesures telles que l'ajustement par une taxe carbone aux frontières ou les Carbon-Contract-for-Difference. Ces travaux soulignent la difficulté de créer des dispositifs réglementaires pour soutenir la décarbonation du secteur industriel, en raison de sa faible concentration en termes d'entreprises, mais important par sa diversité de procédés, et donc de profils technico-économiques. Ainsi, les dispositifs les plus efficaces peuvent varier d'un secteur à l'autre, tout comme les effets de pertes de compétitivité.

Remerciements

Je tiens en premier lieu à remercier les membres du jury d'avoir accepté de consacrer une partie de leur temps pour lire et juger ce travail. Je suis très touché de l'honneur que vous me faites par votre présence dans le jury.

Je remercie Frédéric Lantz pour m'avoir accueilli à l'IFPEN. Je suis reconnaissant pour nos échanges riches, ta disponibilité à toute épreuve et pour l'encadrement bienveillant dont j'ai bénéficié pendant ces trois ans. Je tiens aussi à exprimer ma gratitude à Lionel Ragot, mon directeur de thèse pour tout le soutien et la patience dans ses relectures, qui ont tant apporté.

Je ne saurais exprimer assez ma gratitude à Marc Berthou, sans qui il n'aurait pas été possible de lancer ce sujet de thèse. Je remercie tout particulièrement Eric Lajoie-Mazenc qui aura repris avec brio sa suite. Ces trois années représentent non seulement du travail mais également de nombreux moments de vie. C'était un plaisir sans cesse renouvelé de pouvoir compter sur de tels soutiens, en toutes circonstances.

Un grand merci à Jean Wolff pour avoir pris de son temps pour échanger sur nos modèles, et décortiquer pour moi IMACLIM.

J'adresse mes remerciements à Isabelle Hita, Emmanuelle Cayre, Maxime Top et Arnaud Barthet pour avoir créé d'excellentes conditions de travail au sein du département TREE et du groupe E33 puis E3I à EDF. Leur confiance m'a permis de construire sereinement cette thèse. Merci à toute l'équipe de décarbonation de l'industrie, c'était un plaisir de vivre ces années de thèse avec vous. Merci à Pierre Boulin, Matthildi Apostolou et Jean-Michel Cayla pour avoir soutenus et accompagné ces travaux.

Je souhaite bon courage aux doctorants qui ont contribué à rendre ces années de travail, riches, sympathiques et motivantes : Arnaud, Valentin, Marie, Joachim, Antoine, Charles, Quentin, Eléonore, Florian, Pierre, Léa, Claire. Pour leur jovialité et leur humour, pour ces moments plus légers qui donnent du sens à l'ouvrage.

Merci aussi à tous ceux, que je ne puis citer nommément qui ont accompagné à leur manière, ont essayé de la suivre, l'ont subie : la famille et les amis. Votre amitié et soutien m'ont été chers. Merci à Dexter, toujours présent, volontaire et acharné. Merci à Coralie, pour tout.

Table des matières

Résumé 1

1. Introduction : l'enjeu de la modélisation prospective pour l'industrie manufacturière française 7

A. Consommation d'énergie dans l'industrie 12
B. Origine des émissions de CO_2 26
C. Segmentation de l'industrie 32
D. Réglementation carbone actuelle 41
E. Les freins, solutions et moteurs de la décarbonation 55
F. Les besoins de scénarios pour les analyses de long terme 98
G. Les défis du modélisateur pour modéliser le futur de l'industrie 101
H. Conclusion 109

2. Modélisation prospective du secteur industriel : les apports de la représentation d'une structure technologique détaillée 111

A. Introduction 111
B. Reconstruction *bottom-up* des consommations des sites industriels 112
C. Choix de modélisation et représentation du système énergétique de référence : segmentation, indicateurs retenus, paramétrage 115
D. Résultats d'un scénario médian 137
E. Caractérisation du système industriel en mutation 151
F. Conclusion 163

3. Interactions entre risque carbone et trajectoires d'investissement incrémentales pour la sidérurgie française 167

A. La sidérurgie : un secteur en transition et aux enjeux multiples 167
B. L'utilisation des options réelles comme cadre d'investissement 170
C. Résultats 188
D. Conclusion 202

4. Impacts sur le financement de l'arrivée d'un procédé industriel décarboné et d'un contrat carbone pour différence (CCfD) 205

A. L'intérêt de modéliser l'impact des contrats pour différence (CfD) 206
B. Méthodologie retenue ..... **Erreur ! Signet non défini.**
C. Résultats 213

D. Conclusion 221

5. Scénariser le futur de l'industrie : classification des investissements et variantes . 225

A. Classification des investissements selon le critère d'investissement pertinent 225
B. Design de scénarios complémentaires 230
C. Résultats 233
D. Conclusion 242

6. Impact de la décarbonation profonde de l'industrie sur sa compétitivité 245

A. Introduction 245
B. Description des modèles 252
C. Les scénarios modélisés 255
D. Résultats des simulations 257
E. Conclusion 267

7. Conclusion 269

8. Bibliographie 272

9. Annexe : modèle de gisement de recyclage 307

Acronymes

Acronyme	*Signification*
ACV	Analyse en Cycle de Vie
AEEI	Autonomous energy efficiency improvement
ARENH	Accès Régulé à l'Électricité Nucléaire Historique
BAT	Best Available Technology
BF	Blast Furnace
BREF	BAT Reference Documents
CA	Chiffre d'Affaires
CAPM	Capital Asset Pricing Method
CBAM	Carbon Border Adjustement Mechanism
CCFD	Carbon Contract For Difference
CCS	Carbon Capture & Storage
CF	Cash Flow
CMPC	Cout Moyen Pondéré du Capital (WACC)
CMV	Compression Mécanique de Vapeur
CO_2	Dioxide de carbone
CRF	Common Reporting Format
CVAR	Conditional Value-at-Risk
DCF	Discounted Cash-Flows
DRI	Direct Reduction of Iron
EACEI	Enquête Annuelle sur les Consommations d'Energie dans l'Industrie (INSEE)
EAF	Electric Arc Furnace
EE	Efficacité Energétique
EI	Electrointensif
ESANE	Élaboration des statistiques annuelles d'entreprises
ETS	Emission Trading System
GBM	Mouvement Brownien Géométrique
GES	Gaz à effet de Serre
GIEC	Groupe International d'Experts sur le Climat
H2	Hydrogène
HBI	Hot Briqueted Iron
HEI	Hyper Electro-intensif

IAA	Industries AgroAlimentaires
IAM	Integrated Assesment Model
ICPE	Installation Classées pour la Protection de l'Environnement
IGCE	Industrie Grande Consommatrice d'Energie
IRIS	Ilots Regroupés pour l'Information Statistique
LMDI	Log Mean Divisia Index
MPR	Matière Première de Recyclage
MTD	Meilleures Techniques Disponibles
MTE	Ministère de la Transition Écologique
MTO	Methanol-to-Olefin
NAF	Nomenclature des Activités Française
NCE	Nomenclature des Activités Consommatrices d'Energie
NG	Natural-Gas
NH3	Ammoniac
OPEX	Operational Expenditure
PAC	Pompe à Chaleur
PPA	Power Purchase Agreement
PPE	Programmation Pluriannuelle de l'Energie
PTS	Plan de Transition Sectoriel (ADEME)
RTE	Réseau de Transport d'Electricité
SECTEN	Sectorisation économique et énergétique (CITEPA)
SMR	Steam Methane Reforming
SNBC	Stratégie Nationale Bas Carbone
TRI	Temps de Retour sur Investissement
TRL	Technology Readiness Level
TURPE	Tarif d'Utilisation du Réseau Public d'Electricité
VAC	Valeur de l'Action Climatique (SCC Social Cost of Carbon)
VAN	Valeur Actualisée Nette (NPV Net Present Value)

1. Introduction : l'enjeu de la modélisation prospective pour l'industrie manufacturière française

Smil évoque les quatre piliers de la civilisation moderne, à savoir les secteurs industriels qui soutiennent nos modes de vie actuels : l'acier, l'ammoniac, le ciment et les plastiques (Smil, 2022).

L'acier forme le squelette de nos bâtiments, de nos infrastructures de transport, ainsi que les turbines qui produisent notre électricité et les tuyaux transportant le pétrole. Mis au point au début du XIXe siècle, la réduction du minerai de fer a accompagné le développement des mines de charbon et permis la première révolution industrielle, notamment par la mécanisation de l'industrie (production de farine et de textile). Actuellement, 150 Mt d'ammoniac sont utilisées annuellement pour fertiliser une grande partie des cultures mondiales. Ce produit, principalement élaboré à partir de gaz naturel, repose sur le procédé Haber-Bosch développé au début du XXe siècle. Bien que la consommation d'énergie par tonne d'ammoniac ait été divisée par deux, en grande partie grâce au passage du charbon au gaz naturel, au développement de catalyseurs performants et à l'optimisation des flux énergétiques, cette industrie consommait encore 1,8% de la consommation énergétique mondiale en 2018. Le ciment, quant à lui, est le matériau le plus utilisée avec 4,5 milliards de tonnes consommées chaque année, marqué par un développement rapide (la Chine a consommé autant de ciment en 2018 et 2019 que les États-Unis durant tout le XXe siècle (USGS, 2020)). Les plastiques, arrivés plus tardivement dans la deuxième moitié du XXe siècle, ont été propulsés par l'essor de l'industrie pétrochimique, passant de 20 kt en 1925 à 2 Mt en 1950 et atteignant 370 Mt en 2019.

Ces quatre matériaux, bien qu'indispensables au confort physique des vies modernes, sont fortement émetteurs de CO_2, reposant sur des combustibles fossiles pour leur production. Mis au point au cours des deux derniers siècles, leurs procédés n'ont que très peu évolué d'un point de vue énergétique. Ensemble, ils représentent 18 % des émissions mondiales de CO_2. Les flux physiques sur lesquels repose notre société sont ainsi remis en question, alors que les objectifs climatiques visent à réduire de 90 % les émissions de CO_2 de ce secteur en France d'ici 2050 par rapport à 2015. Ceci ne pourra être réalisé qu'à travers des évolutions importantes, voire radicales.

Sabine Barles, à travers son approche du *métabolisme urbain*, a mis en évidence l'articulation du développement technologique des principaux procédés industriels durant la révolution industrielle (papier, engrais, acier) et l'ouverture des flux de matière autrefois en cycle fermé (Barles, 2016). Cela s'est notamment accentué avec la concentration de la population dans les zones urbaines. L'utilisation de bois pour la production de papier a accompagné la disparition

du métier de chiffonnier, tandis que les engrais ont remplacé le recyclage des matières organiques issues des zones urbaines. Grâce aux procédés de transformation de la matière première plutôt qu'au recyclage, d'importants effets d'échelle ont été atteints. Ces effets d'échelles caractérisent une grande partie de l'industrie, ayant permis une optimisation progressive de la transformation de la matière, ainsi que le développement démographique et les modes de vie contemporains.

Les pistes pour rendre l'industrie soutenable sont nombreuses. Il serait possible d'essayer de rendre les flux de matière circulaires en développant notamment les filières de recyclage. Etant donné que l'étape de transformation des matières vierges est la plus énergivore, cette fermeture des flux de matière permettrait des économies substantielles d'énergie. Modifier nos modes de vie pour les orienter vers une consommation plus modérée en biens polluants représenterait un levier additionnel à activer. Enfin, il sera nécessaire d'adapter les procédés des siècles derniers aux enjeux du XXIe, en réinventant d'ici à 2050 ce qui n'a pas bougé en 200 ans. Il faudra repenser les machines, les outils, les infrastructures qui reliant notre système de production à son environnement. La pression sur l'industrie manufacturière est d'autant plus forte qu'elle devra fournir les infrastructures et équipements nécessaires à la décarbonation des autres secteurs de l'économie.

La prise de conscience par les gouvernements de l'importance d'agir pour atteindre la neutralité carbone constitue la première étape nécessaire. Maintenant que les objectifs et les trajectoires de long terme ont été définis, il convient de se poser la question de la faisabilité et du coût de ces réductions, de la nature des instruments politiques à mettre en œuvre, des secteurs à prioriser et des échéanciers à respecter. Voilà les questions auxquelles la puissance publique est confrontée, alors que les volontés de planification écologique se multiplient. Ces questions portent sur un système complexe, avec un horizon temporel lointain, et envisagent des ruptures majeures par rapport au passé. Pour y répondre, il est essentiel de s'appuyer sur des travaux de prospective capables de saisir cette complexité à travers une représentation systémique, une large gamme de variables et d'interactions d'origine diverses. La cohérence des ensembles d'hypothèses sollicités pour nourrir ces scénarios est cruciale pour éclairer les futurs possibles, ouvrir le champ des possibles afin de mieux préparer l'avenir et ainsi éviter le pire.

Pour comprendre les principaux enjeux liés à la transition énergétique de l'industrie dans les années à venir et déterminer les efforts nécessaires pour la modéliser de manière pertinente, il est indispensable de bien situer la consommation d'énergie dans le contexte des enjeux industriels globaux. Le premier chapitre s'intéresse aux défis de la décarbonation de l'industrie, en la présentant comme un secteur fortement hétérogène composé de dizaines de sous-secteurs et encore plus de procédés industriels. Nous y présentons la répartition de la consommation d'énergie dans l'industrie, ainsi que les émissions de CO_2. Les segmentations

sectorielles proposées permettent de mieux comprendre le rôle de l'accès à l'énergie dans la structure industrielle actuelle, en fonction des secteurs, et de concentrer les enjeux sur quelques secteurs malgré la grande diversité de situations. Le cas français est étudié, en portant une attention particulière à son positionnement dans les chaînes de valeur européennes. Ensuite, les principaux facteurs du changement sont examinés, notamment à travers la mise en place des réglementations carbone et leur impact sur l'industrie. Une perspective technologique et sectorielle des évolutions envisagées est offerte pour informer les lecteurs sur les réalités techniques décrites dans la suite de ce manuscrit, ainsi que sur les particularités du secteur industriel, caractérisé par une forte inertie et une grande aversion à l'investissement.

Les aspects clés de la modélisation de l'industrie sont finalement introduits. Le premier aspect, *l' « energy efficiency gap »,* désigne le décalage entre les investissements optimaux d'efficacité énergétique prévus par les modèles et ceux effectivement réalisés. Mieux comprendre ce phénomène offre une clé de lecture sur la faible évolution de la structure industrielle et des procédés durant la deuxième moitié du XXe siècle. Le second aspect clé de la modélisation à long terme porte sur les besoins auxquels elle est censée répondre. Construire des trajectoires à des horizons temporels plus ou moins lointains doit permettre de planifier et d'éclairer l'avenir, afin de prendre des décisions sans regret, d'optimiser la trajectoire de transition ou de l'accompagner. Alors que l'industrie devra produire les biens nécessaires à la transition des autres secteurs, les possibilités de ce secteur dépendent également de l'évolution du reste de l'économie.

Le second chapitre élabore un premier modèle couvrant l'ensemble de l'industrie manufacturière française. Pour ce faire, des éléments de classification des secteurs sont proposés, tenant compte des données disponibles pour décrire les consommations actuelles. Ce modèle, construit dans un environnement déterministe de trajectoires des commodités, utilise exclusivement Valeur Actuelle Nette (VAN) comme critère d'investissement, ce qui en fait un modèle optimiste pour réduire *l' « energy efficiency gap »* et apte à réaliser des études de gisement approfondies. Un scénario médian présente les principales évolutions attendues du système énergétique industriel. Des études de sensibilité sont également menées pour évaluer l'inertie du système industriel.

Le troisième chapitre se concentre sur la sidérurgie, un secteur très concentré, composé de quelques sites et acteurs. Cette particularité, associée à une grande quantité d'informations disponibles, permet la mise en place d'une approche d'analyse par options réelles. Cette méthodologie modélise les différentes trajectoires d'investissements envisageables dans des actifs décarbonés, qui se distinguent par leurs profils technico-économiques et par la segmentation des investissements potentiels en plusieurs étapes. Ces étapes permettent d'étager la décarbonation et d'adapter son rythme à l'évolution réelle des signaux carbone.

Ainsi, dans un contexte incertain, des technologies dotées d'une grande flexibilité opérationnelle sont fortement valorisées, tandis qu'une meilleure visibilité serait accompagnée d'une décarbonation accélérée. Cette approche permet d'examiner, dans un second temps, l'impact de politiques telles que les Carbon Contracts for Difference (CCfD) et de les comparer à des subventions au CAPEX visant à inciter à l'investissement.

Dans le quatrième chapitre, nous nous intéressons à une catégorie spécifique d'investissements, de taille importante mais en dehors du cœur de métier de l'industrie. Ceux-ci sont supposés être construits en finance de projet par les entreprises qui les portent. Cette hypothèse permet d'expliciter le rôle du risque lorsqu'une entreprise décide d'entrer sur un marché de biens bas-carbone tout en subissant un premium qu'elle ne peut répercuter. Ce risque influence alors sa structure de financement (ratio dette-fonds propres) et son coût (via des primes de risque). En couplant cette modélisation des investissements avec des trajectoires de percée des nouvelles technologies, il est possible d'évaluer l'impact des politiques publiques visant à diminuer les risques affectant les prix du CO_2 ou de l'électricité. Nos résultats mettent en évidence une forte hétérogénéité entre les secteurs industriels, notamment liée au lien entre les prix du CO_2 et de l'électricité à court terme. Ceci appelle à des dispositifs et des paramétrages spécifiques pour chaque secteur et pays.

Le cinquième chapitre rassemble les travaux des chapitres précédents dans un modèle unique englobant l'ensemble de l'industrie, afin de simuler différents scénarios de décarbonation. Les investissements industriels sont catégorisés, en adaptant l'indicateur de prise de décision d'investissement pour chacun. Un certain réalisme comportemental est ainsi apporté pour approfondir le paradigme de simulation des modèles développés. Bénéficiant de couplages approfondis (biomasse, recyclage), ce modèle est utilisé pour explorer cinq futurs contrastés de l'industrie, fondés sur des scénarios exogènes des prix des commodités et de niveaux de production industriels. Ceci permet d'étudier les impacts conjoints sur le système énergétique de la délocalisation massive d'une partie de l'industrie, de la volatilité importante des prix des commodités et des ressources limitées pour des solutions autres que l'électrification (sobriété, recyclage, « *Carbone Capture & Storage »* - CCS, biomasse). Ces modélisations permettent de saisir la valeur et l'importance de chacun de ces éléments pour piloter la transition. Les coûts d'abattement du CO_2 varient alors de 250 à 450 €/t CO_2 selon le scénario étudié pour atteindre les objectifs climatiques.

Finalement, le sixième et dernier chapitre poursuit l'exploration de l'impact de la décarbonation de l'industrie en se concentrant sur ses effets en matière de compétitivité, tant pour ce secteur que pour l'économie dans son ensemble. Pour ce faire, le modèle sectoriel est couplé avec un modèle d'équilibre général. Le modèle techno-explicite fournit des éléments technologiques concrets (investissements, inertie du système industriel, substitution capital-énergie) tandis que le modèle d'équilibre général permet d'explorer l'impact d'une économie

ouverte sur l'économie française dans un contexte de décarbonation. Les impacts sur le PIB restent mesurés, allant de -3% dans les scénarios de décarbonation optimistes à -5% dans ceux plus défavorables. Toutefois, la mise en place d'un dispositif d'ajustement carbone aux frontières apparaît indispensable pour conserver une industrie conséquente et permettre sa décarbonation. En son absence, une délocalisation significative de l'activité industrielle induirait une décarbonation partielle de l'industrie française, accompagnée de fuites de carbone importantes.

A. Consommation d'énergie dans l'industrie

La consommation d'énergie de l'industrie représentait en 2018 environ 41 % de la consommation énergétique totale au niveau mondial. Il s'agit du premier secteur de consommation devant les transports, le secteur résidentiel et le secteur tertiaire. Cette part attribuée à l'industrie est restée relativement stable depuis 1990, tout comme la répartition entre ces secteurs au cours des 40 dernières années (Figure 1).

Toutefois, cette stabilité n'est pas observée à une échelle géographique plus fine. Dans les pays développés, la part de l'industrie dans la consommation d'énergie diminue continûment depuis 1990.A l'inverse, la consommation d'énergie dans l'industrie mondiale a augmenté au début des années 1970, tirée par l'utilisation accrue du pétrole, avant de diminuer à la suite des crises pétrolières de 1973 et 1979 et des efforts d'efficacité énergétique qui ont suivi. Depuis lors, la réduction de l'utilisation des produits pétroliers dans l'industrie s'est faite au bénéfice de l'électricité et de la biomasse. À partir des années 2000, l'industrialisation de nouveaux pays émergents a entraîné une hausse de la consommation d'énergétique mondiale, malgré la crise économique de 2008. Le charbon a connu la plus forte hausse au cours de cette période, reflétant le mix énergétique des pays émergents tels que La Chine, l'Inde et le Brésil.

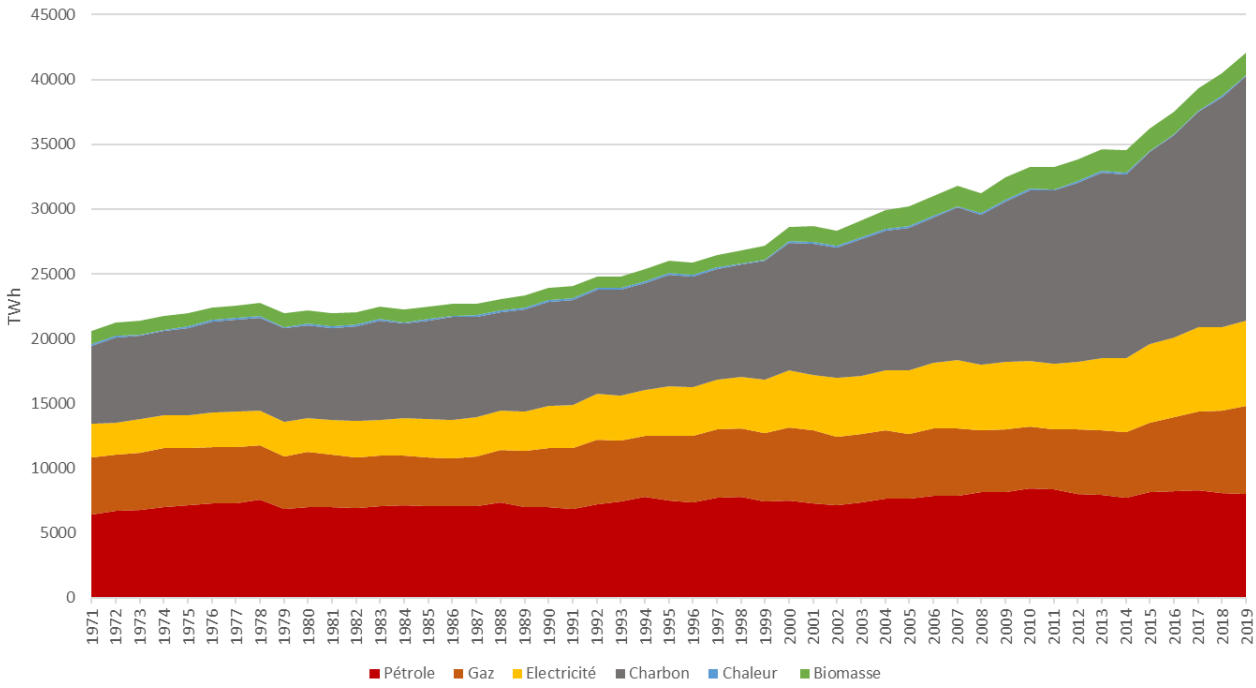


Figure 1 Consommation d'énergie de l'industrie dans le monde (AIE, Shell, Enerdata)

En Europe, le principal secteur industriel consommateur d'énergie est la chimie, suivi de l'industrie papetière. Ces deux secteurs utilisent l'énergie non seulement pour transformer la

matière mais également comme matière première. Par exemple, le pétrole, transformé dans des vapocraqueurs, fournit les composés de base pour la production de thermoplastique et de résine, tandis que la cellulose du bois est transformée en divers produits papetiers. La sidérurgie et les minéraux non métalliques (verre, ciment) représentent respectivement 9 % et 8 % de la consommation énergétique de l'industrie en Europe.

La Figure 2 illustre les fortes variations dans la répartition sectorielle de la consommation d'énergie entre les différents pays européens. Les Pays-Bas, par exemple, sont spécialisés dans la chimie, notamment en raison de leur accès privilégié au gaz naturel. La Suède et la Finlande exploitent leurs forêts et leurs mines de minerai de fer. Dans les pays de l'Est, la sidérurgie reste encore largement représentée. Quant à la France, elle se caractérise par une forte consommation énergétique au sein des industries agroalimentaires.

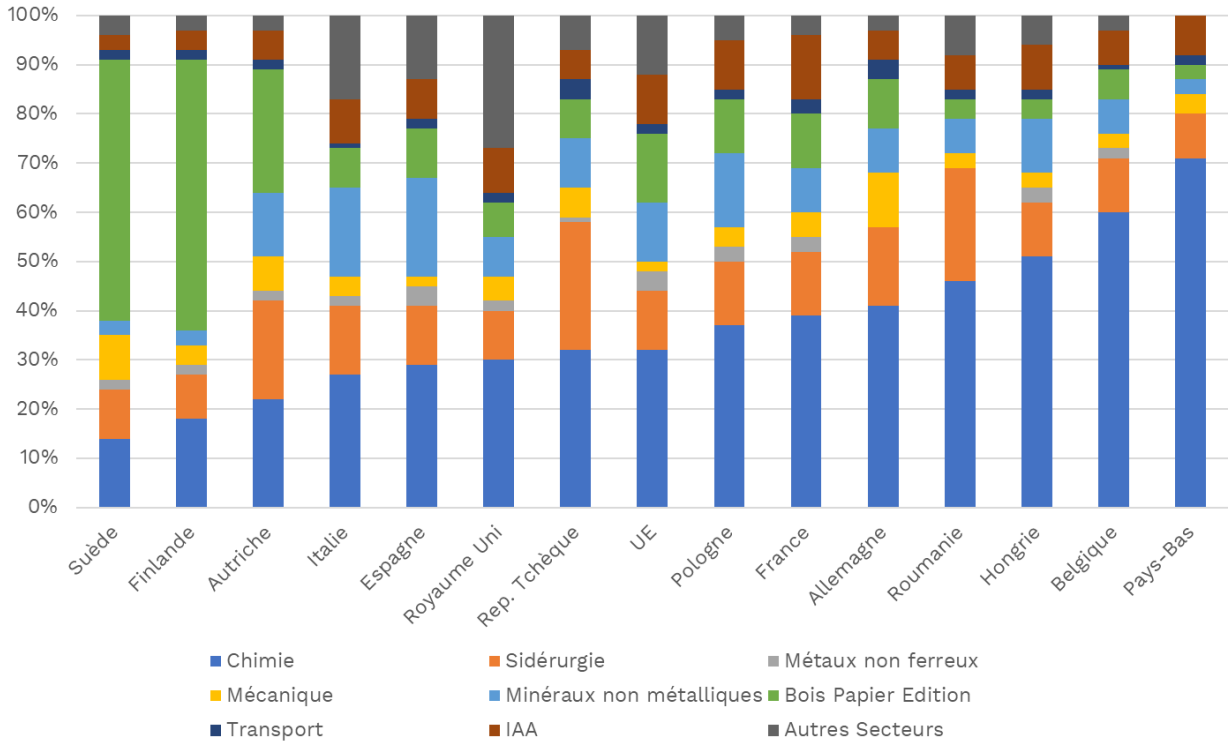


Figure 2 Répartition des consommations d'énergie par secteur selon les pays européens en 2018 (Eurostat)

Ces consommations d'énergie varient pour de multiples raisons entre les secteurs. Tout d'abord, les procédés industriels requièrent des niveaux de température variés, entraînant des consommations d'énergie différentes pour les atteindre. Cette température peut être nécessaire pour provoquer une réaction chimique, comme la décarbonation du calcaire, une transformation d'état, telle que la fusion du verre, ou pour des réactions biologiques, comme la pasteurisation et la stérilisation.

Certains procédés, notamment l'évaporation et le séchage, nécessitent une énergie importante pour vaporiser l'eau. Généralement, l'eau (sous forme de vapeur) ou l'air sont les médiums utilisés, nécessitant des températures élevées pour permettre un transfert efficace de chaleur de ces mediums au produit.

Enfin, certaines consommations d'énergies sont spécifiques à l'électricité. Cela inclut les moteurs des presses, les laminoirs et d'autres opérations nécessitant de la force motrice, ainsi que les compresseurs utilisés pour fournir du froid.

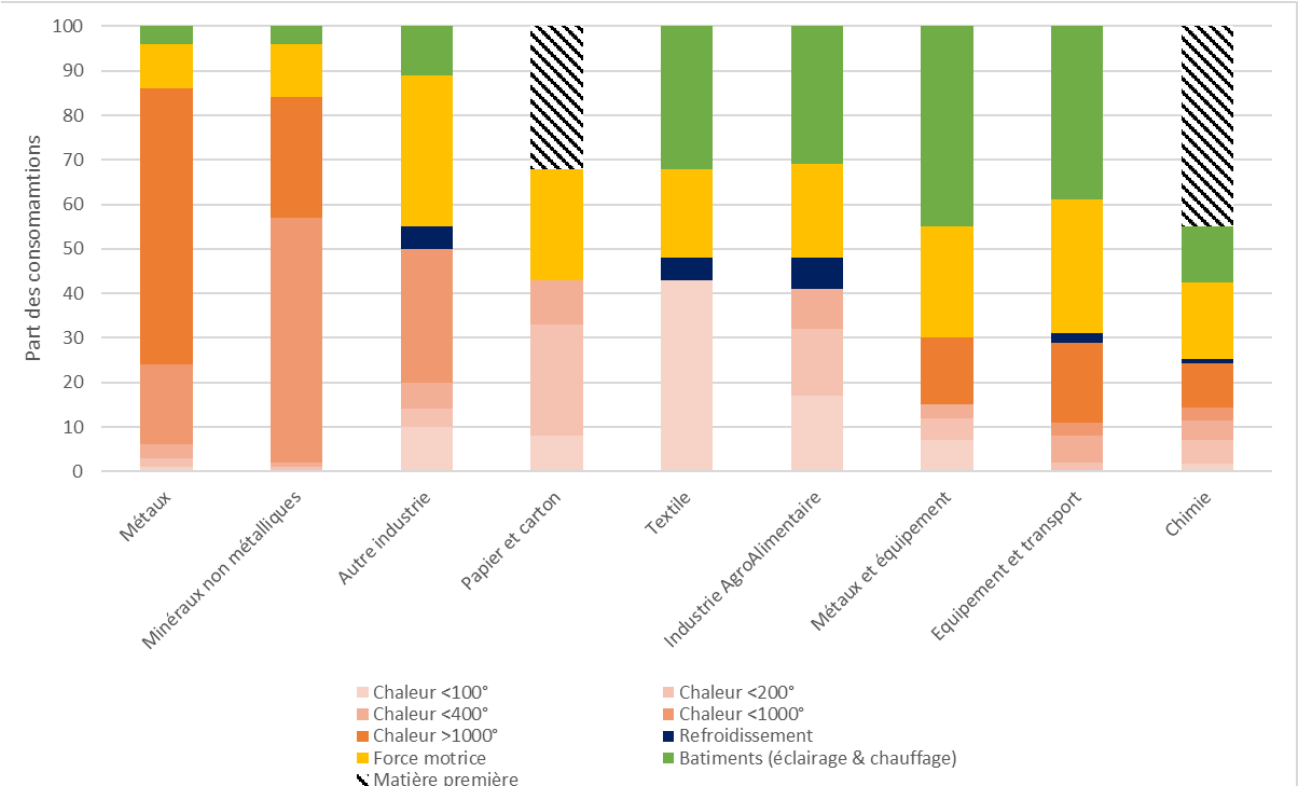


Figure 3 Température et besoin d'énergie par secteur en France en 2018. Source : CEREN

Ainsi, au total, 253 TWh sont nécessaires pour satisfaire les besoins thermiques (voir Figure 3 et Figure 4), lesquels sont principalement fournis par le gaz naturel (63 %). Ces 253 TWh sont majoritairement consommés pour chauffer les fours (124TWh) et réaliser des opérations de séchages (65 TWh). La consommation importante de charbon reste principalement associée aux hauts fourneaux de la sidérurgie, expliquant sa place prépondérante, mais il est également utilisé dans certaines chaudières de forte puissance, comme celles exploitées dans la chimie ou les sucreries. L'électricité utilisée dans des procédés thermiques est principalement consommée dans les fours à arc électrique (4 % du total), un procédé de recyclage de l'acier, ainsi que par l'électrolyse de l'aluminium (3 %).

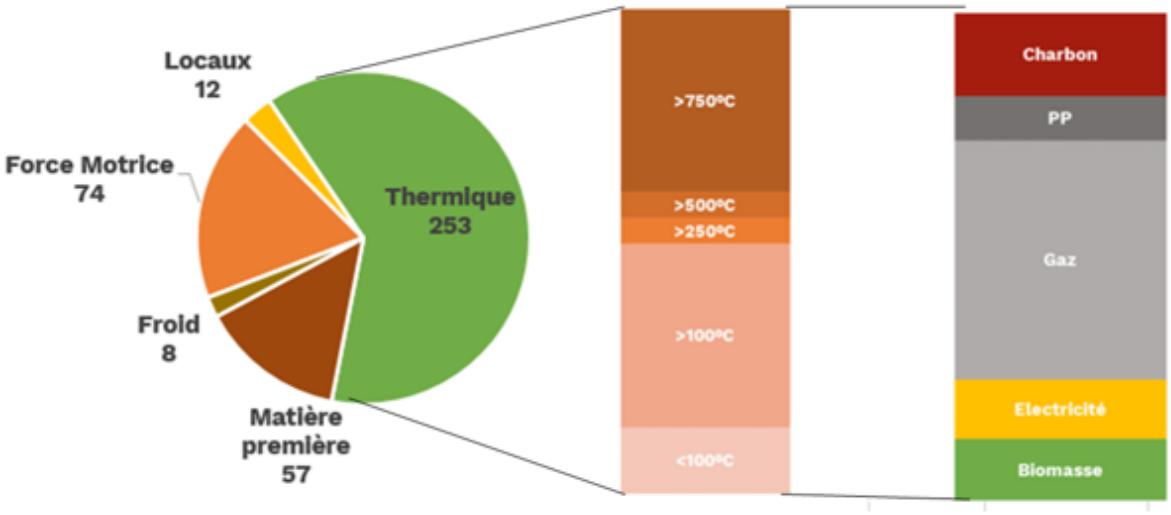


Figure 4 Énergie utilisée par besoin énergétique en France en 2018

Le parc d'équipements industriel est très hétérogène, comprenant de nombreuses installations de petites tailles et de petite puissance, ainsi que équipements de grande envergure. La température des procédés est alors fortement liée aux besoins spécifiques en énergie nécessaire (voir Figure 5). Au sein du parc de production, les équipements de production de vapeur varient en termes de puissance, de débit, de température et de pression, mais ils restent nettement plus homogènes que le reste des équipements industriels.

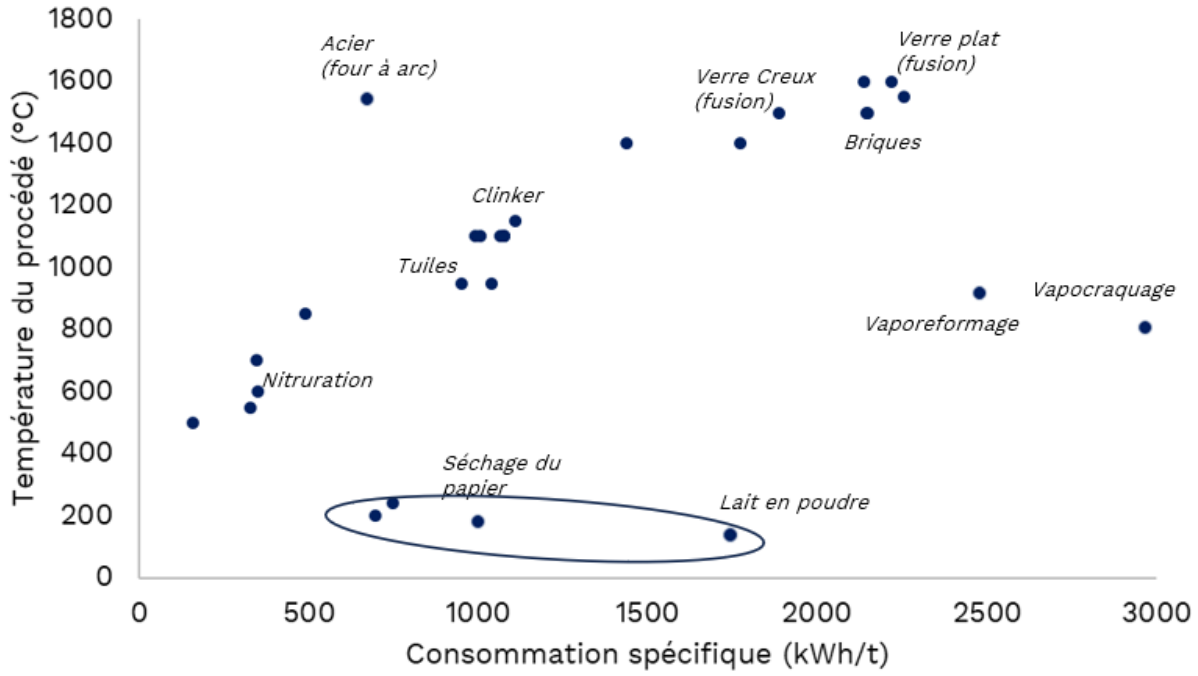


Figure 5 Consommation spécifique et température du procédé. Entouré : procédés de séchage et évaporation

Ces installations présentent également des niveaux d'efficacité variés, tant à l'échelle française qu'à l'échelle européenne (voir Figure 6 pour le secteur papetier). Ces variations s'expliquent principalement par la variété des produits issus de ces secteurs industriels, nécessitant des procédés distincts pour chacun. Cette analyse pourrait ainsi indiquer un positionnement sur des gammes différentes pour le secteur du papier graphique français. Toutefois, cette différence est aussi liée à l'âge des équipements, qui constitue un facteur important de l'efficacité des procédés en place. L'âge des équipements est un paramètre difficile à quantifier, étant donné qu'un site regroupe de nombreux équipements, chacun ayant pu faire l'objet de rénovations et améliorations à différentes périodes.

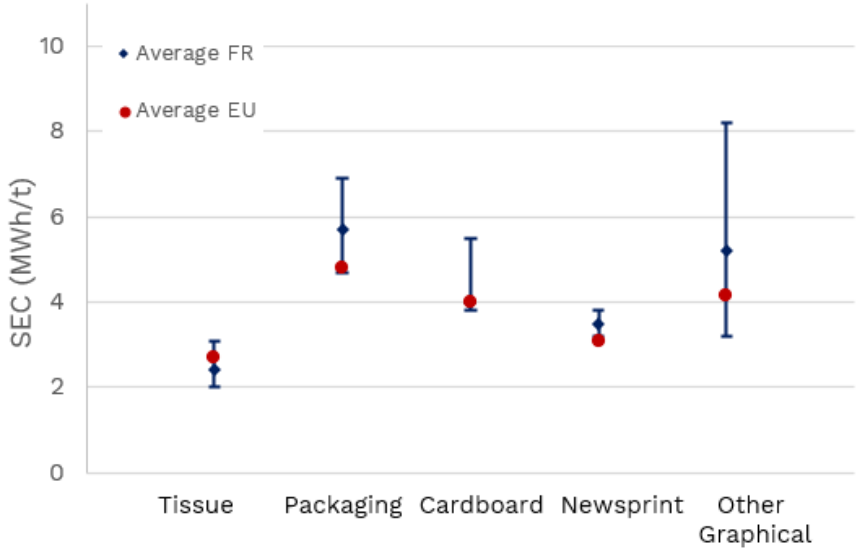


Figure 6 Dispersion pour 5 sous-produits de l'industrie papetière de la consommation spécifiques des sites français et européens (Calculs, CEREN, JRC)

Finalement, il est important de noter ue les secteurs produisant des biens nécessitant de fortes consommations ont, de fait, bénéficié d'un avantage significatif en se concentrant pour tirer parti des économies d'échelle et d'énergie. En effet, le parc de production actuel montre encore des effets notables de la taille des installations sur leur efficacité énergétique (Boyd et al., 2019; Binderbaueur et al., 2023 et Norman et al., 1979). Les coefficients d'échelle varient de 5 % à 15 % selon les secteurs et les périmètres géographiques, ce qui signifie qu'une usine deux fois plus grande sera de 5 à 15% fois plus efficace. La Figure 7 illustre pour trois produits, relativement homogènes, la distribution de la consommation d'énergie des usines en Europe en fonction de leur taille. On observe une tendance claire à des économies d'échelle en termes énergétiques selon la taille des installations pour ces trois produits.

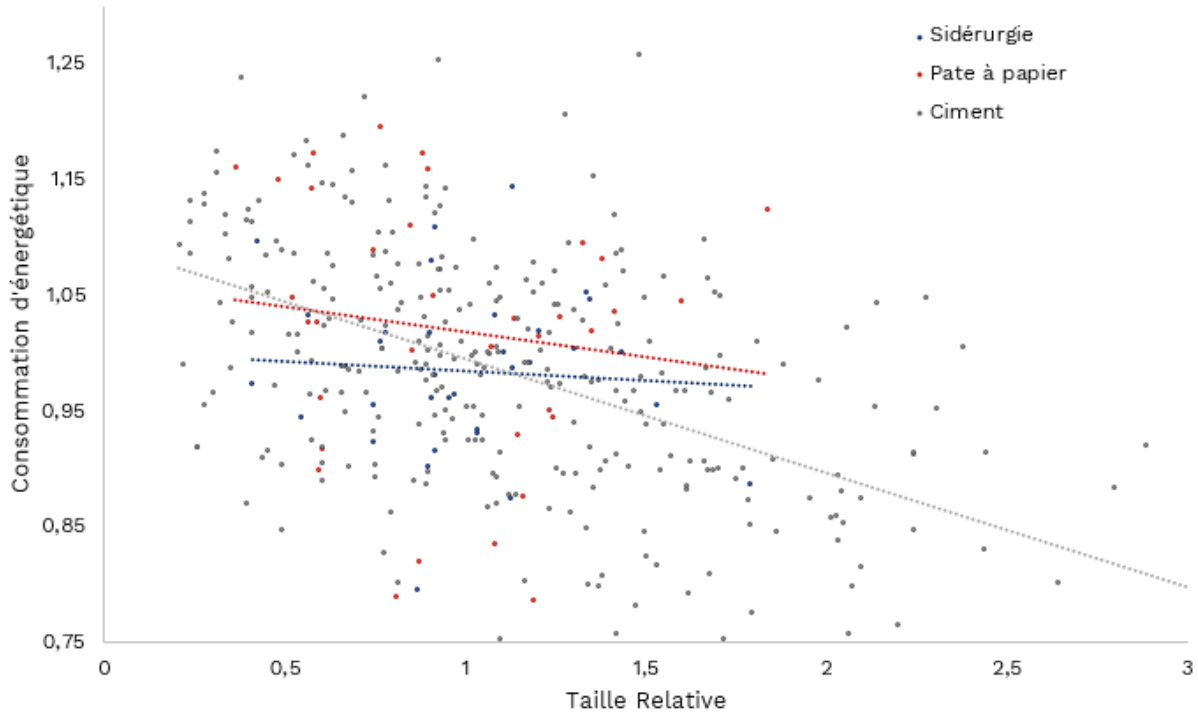


Figure 7 Efficacité énergétique des usines européennes selon leur taille

a) Le poids des coûts de l'énergie dans l'industrie

La consommation d'énergie dans un pays dépend beaucoup de l'évolution de son industrie manufacturière, notamment dans les pays émergents. Une part importante de la croissance actuelle de la demande énergétique mondiale provient de l'augmentation de la production industrielle. Par exemple, l'industrie manufacturière chinoise représente désormais 21 % de la demande mondiale en énergie, alors qu'elle n'en constituait que 13 % il y a 15 ans. Dans le même temps, la consommation d'énergie dans l'industrie stagne dans les pays développés.

En Europe, la consommation énergétique de l'industrie manufacturière varie considérablement selon les pays, le type d'énergie utilisé et les secteurs consommateurs. Cette consommation industrielle dépend de la spécialisation productive de chaque pays et de l'intensité énergétique dans chaque secteur. Inversement, l'énergie constitue une part significative des coûts de production dans environ un quart des industries. Pour ces industries en Europe, les achats de produits énergétiques représentent plus de 3 % de la valeur de production et plus de 10 % de la valeur ajoutée (voir Figure 8). Comme nous le verrons plus loin, c'est l'un des critères utilisés pour les classifier comme des industries grandes consommatrices d'énergie (IGCE).

Néanmoins, ces IGCE ne constituent pas pour autant un groupe économique homogène. L'analyse de la taille, de l'importance économique, de la structure des dépenses et des

performances économiques révèle une forte disparité entre les secteurs. On ne peut donc pas analyser la compétitivité de ces secteurs en les considérant comme un ensemble uniforme. Cependant, il est possible de regrouper des industries moins hétérogènes selon leur structure économique : la chimie de base, la sidérurgie, les produits minéraux non métalliques, le papier et les métaux non ferreux. Toutes ces industries sont caractérisées par une forte concentration, une insertion profonde dans les marchés internationaux, avec des ratios élevés d'importations et d'exportations par rapport à la et des coûts énergétiques importants en proportion de la valeur de production ou de la valeur ajoutée. L'agroalimentaire présente la particularité de couvrir une grande diversité de produits. Les industries du textile, du cuir et du bois se distinguent d'un point de vue économique. La caractérisation des performances économiques de ces industries en Europe met en évidence d'importants différentiels de compétitivité. Ainsi, pour des pays aux caractéristiques économiques proches, des écarts significatifs de performances existent. Par exemple, le taux de marge brut varie de 3 % à 12 % selon les pays en Europe (Eurostat, 2018), ce qui suggère que les déterminants de la compétitivité sont propres à chaque pays et ne sont pas uniquement liés à leur niveau de développement économique.

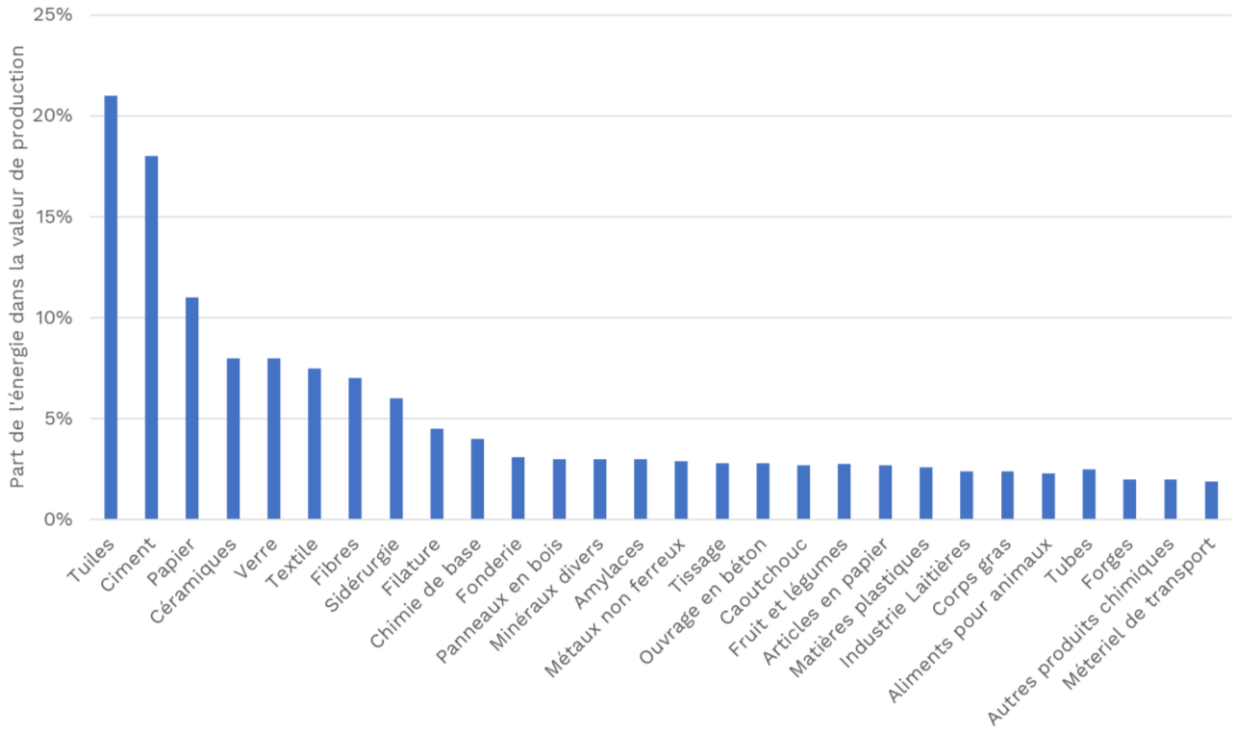


Figure 8 Part de l'énergie dans la valeur de production par secteur industriel (Esane, CEREN, Calculs)

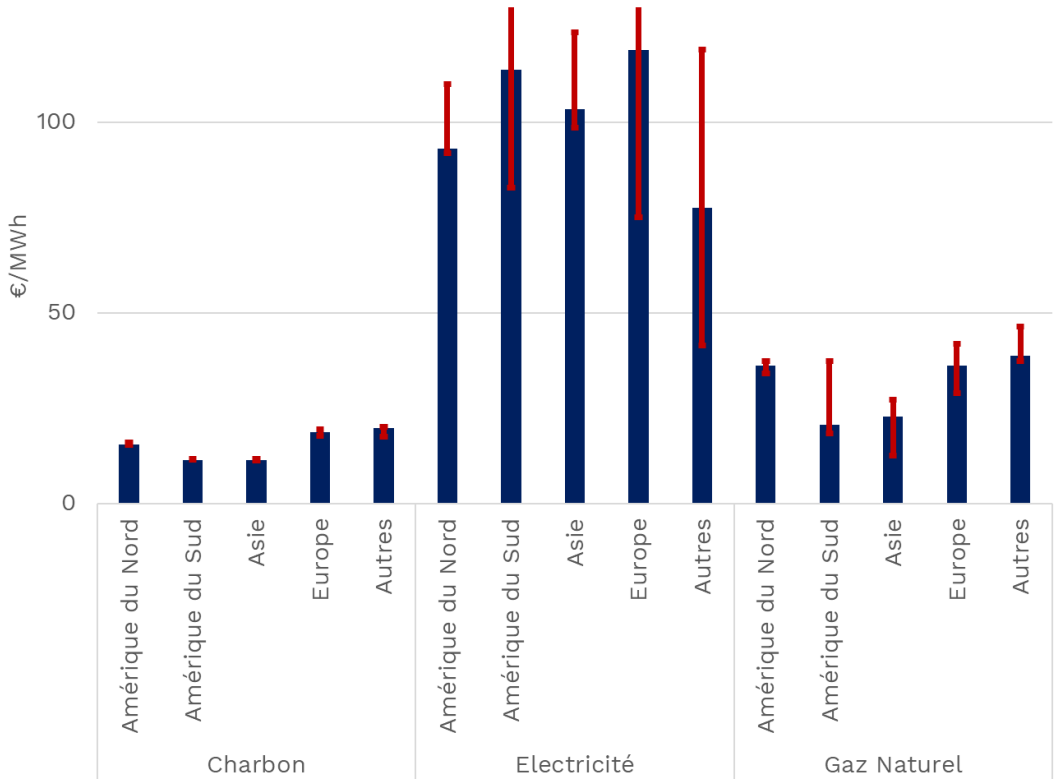


Figure 9 Prix des énergies payés par les industriels dans le monde en 2018 (Eurostat, EuCom, Enerdata)

Alors que les procédés industriels se sont fortement standardisés au cours du XXe siècle, les prix de l'énergie ont joué un rôle croissant dans les écarts de compétitivité de l'industrie entre différents pays (Bordigoni 2012). Les estimations de l'impact des prix de l'énergie sont complexes à établir. En effet, cet impact dépend des positions de marchés des différents acteurs, des évolutions locales et internationales des prix, de l'élasticité de la demande, et donc de la capacité des acteurs à répercuter un différentiel de prix (Arquié et al., 2023 et Loschel et al., 2014).

Différents modèles de gravité ont étudié l'impact de ces prix sur les volumes de production (Bordigoni, 2012 ; Andersen et al., 2016 ; Feiella et al., 2020 et Kumar et al., 2020). Bien que les résultats concernant l'impact à court terme sur une décision de relocalisation de la production soient ambivalents, l'impact sur les investissements est généralement considéré comme substantiel (Ratti et al., 2011 ; Bae et al., 2009, et Carlton, 1983). De manière similaire, les craintes d'une perte de compétitivité induite par la mise en place du système d'échanges de quotas CO_2 à l'échelle européenne ont conduit à l'instauration d'allocations gratuites pour limiter les risques de fuites de carbone (Naegele et al., 2019).

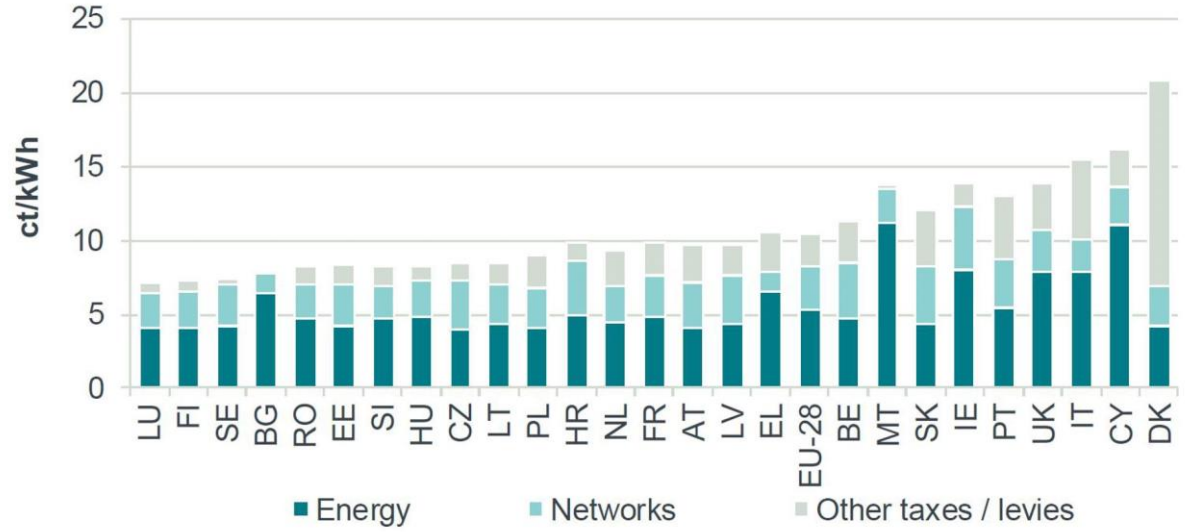


Figure 10 Prix de l'électricité pour les industriels en Europe en 2018. Source : Frontier

Même au sein de l'Europe, les différentiels des prix de l'énergie (Figure 9 et Figure 10) sont importants, alimentant les questions sur la localisation de futures industries. A court terme, cette localisation s'est focalisée sur les prix de l'énergie. Ainsi les installations de hauts fourneaux à hydrogène dans la sidérurgie, ainsi que les usines de batteries ou de photovoltaïques, ont mis en compétition les pays européens, tant au niveau des subventions que de la disponibilité en énergie. Cette concurrence porte à la fois sur les prix garantis, mais aussi, à long terme sur la disponibilité en énergie décarbonée. Cela inclut de nouvelles chaînes de valeur internationales orientées vers des transformations dans des pays à fort potentiel de renouvelables. Ces différentiels de prix de l'énergie entraînent des écarts significatifs dans les coûts de production. Par exemple, pour l'aluminium, l'énergie représente 2 à 4 % de la valeur de production en Europe à l'échelle du secteur, tandis que pour la sidérurgie, cette valeur varie de 4 à 25 %. Ces différences correspondent autant à des variations dans les coûts de l'énergie qu'à des positionnements sur des produits avec de forts différentiels de compétitivité (voir Figure 11). Dans le secteur du ciment, l'énergie représente 30 à 42 % de la valeur de production, un différentiel que l'industrie peut supporter en raison du caractère local de sa production.

La plupart des études montrent l'impact important des prix de l'énergie sur la performance économique de l'industrie (Longva et al., 1988 ; Smyth et al., 1993 et Adeyemi et al., 2007). Les deux crises pétrolières des années 1970 ont mis en exergue de manière aiguë cette dépendance. La substituabilité de l'énergie à court terme (par du capital et du travail) étant souvent faible et contrainte par des limites thermodynamiques à long terme, limite les effets d'adaptation à des niveaux de prix élevés.

	Danemark	Finlande	Allemagne	Suède	UK
IAA	5,0	4,9	6,9	3,9	5,8
Sidérurgie	3,2	4,2	25,3	17,5	28,6
Aluminium	2,3	3,5	2,7	4,2	3,5
Électronique	7	14,4	15,7	13,0	8,2
Ciment	30	37	42	38	25
Équipt électrique	4,5	28,6	26	27,5	19

Figure 11 Coûts de l'énergie dans différents secteurs et pays pour 100€ de VA. Lecture : l'énergie correspond à 30% de la VA dans le secteur du Ciment au Danemark. Source : Eurostat 2018)

Finalement, bien que la consommation d'énergie soit très concentrée sur certains secteurs, cette dépendance énergétique, prise à un niveau de détail plus fin, est moins problématique. En effet, 75 % de la consommation d'énergie se concentre sur des secteurs représentant seulement 10 % de la valeur ajoutée de l'ensemble de l'industrie, et 75 % des secteurs cumulés consomment à eux seuls moins de 10 % de l'énergie en France (Figure 12)

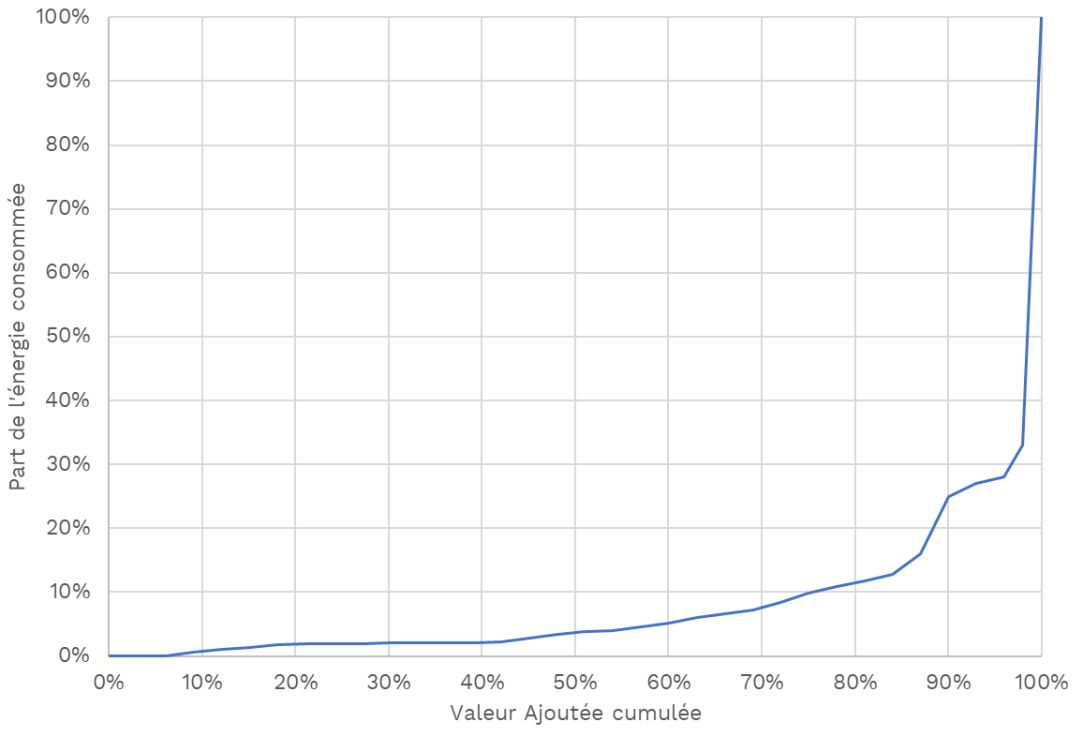


Figure 12 Répartition de la consommation d'énergie selon la valeur ajoutée en France en 2018 au niveau NAF XX.ZZ. Lecture : 90% de la consommation d'énergie du secteur est réalisée dans des entreprises qui ne représentent que 25% de la valeur ajoutée totale de l'industrie. Sources : ESANE, CEREN, calculs de l'auteur sur données 2018

Crise de l'énergie en Europe

En 2022, à la suite de la guerre en Ukraine, la forte diminution des importations de gaz fossile par pipeline a créé des tensions importantes sur le marché du gaz et de l'électricité, entraînant une explosion de leurs coûts. Face à ces coûts énergétiques prohibitifs, plusieurs secteurs industriels ont été contraints de procéder à des arrêts temporaires d'usines. A la mi-2024, la consommation de gaz par l'industrie reste encore inférieure de 13 TWh mensuels (-14 % sur l'ensemble de l'Europe, -20 % en Allemagne), malgré un retour des prix du gaz à un niveau proche de celui d'avant la crise énergétique. En France, la consommation d'électricité de la grande industrie reste également inférieure de 15 % à son niveau moyen sur la période 2015-2019.

Plusieurs facteurs, difficilement distinguables pour le moment, peuvent expliquer cette baisse : des effets récessifs, des délocalisation temporaires ou permanentes et des mesures d'efficacité énergétique. Toutefois, la destruction de demande dans l'industrie européenne au cours des années 2021-2023 affecte encore l'industrie énergivore, avec une réduction de son indice de production industrielle de 25 % (Figure 13). En 2022, les importations d'ammoniac, un bien industriel facilement transportable, ont grimpé à plus de 3 milliards d'euros, contre une moyenne de 1 milliard sur la période 2013-2018 (Comtrade, 2023). Cette hausse des importations, nécessaire à la suite de l'arrêt des usines européennes incapables d'être alimentées en gaz fossile, illustre la dépendance de l'industrie européenne à une énergie bon marché et alimente les craintes d'un mouvement de délocalisation si la compétitivité énergétique de l'Europe venait à être remise en question à long terme (Bruegel, 2024).

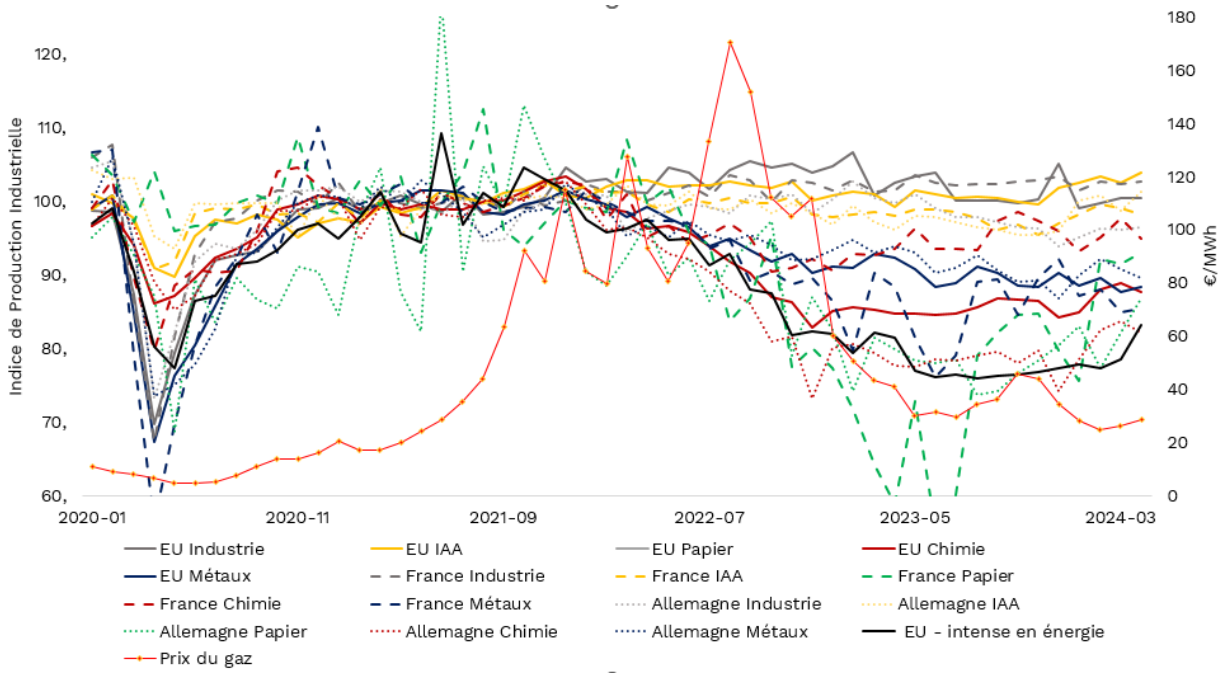


Figure 13 Évolution de l'activité des secteurs industriels depuis 2020 [Eurostat]

b) L'intensité énergétique de l'industrie française

L'intensité énergétique représente le rapport entre la consommation énergétique et le produit intérieur brut (PIB). Elle dépend de plusieurs facteurs, dont le progrès technologique, la structure économique et le mode de vie. L'évolution de cette intensité reflète la capacité d'une économie à générer des richesses en utilisant plus ou moins d'énergie (DGEMP, 2015). Afin de concilier développement économique et consommation énergétique maîtrisée, les différents secteurs de l'économie ont essentiellement orienté leurs efforts vers l'amélioration de l'efficacité énergétique (David, 2017). Parmi ces secteurs, l'industrie a réalisé les économies d'énergie les plus importantes.

L'intensité énergétique de l'industrie en Europe (Europe-27) a diminué très rapidement depuis 1980, avec une baisse de 55 % de 1980 à 2020 (Figure 15), soit une diminution annuelle moyenne de 2,3 %. Une partie de cette évolution s'explique par des changements dans la structure de la production industrielle. La croissance des branches moins intensives en énergie, aux dépens des industries fortement consommatrices, a entraîné mécaniquement une progression plus contenue des consommations d'énergie par rapport à celle de la valeur ajoutée globale. L'autre partie reflète les améliorations de l'efficacité énergétique dues aux progrès techniques et aux changements de comportements.

Les efforts mis en œuvre par les industriels permettent d'utiliser l'énergie de manière plus efficace, grâce à des changements de procédés de fabrication et à l'apparition de technologies ou d'équipements moins gourmands en énergie. Des travaux ont cherché à réintégrer, dans le périmètre de la consommation française, les importations de biens et l'énergie grise qu'ils contiennent, permettant ainsi de corriger de potentiels effets de structures (Figure 14). Ainsi, le secteur de l'automobile, considéré dans l'ensemble de sa chaîne de valeur, outre une forte dépendance à l'approvisionnement énergétique, même si les sites de production automobile eux-mêmes sont peu consommateurs. L'intensité énergétique de ce secteur passe ainsi de 200MWh/M€ VP (Valeur de production) avec l'énergie consommée sur site à 2800MWh/M€ VP en considérant l'exposition sur l'intégralité de la chaine de production.

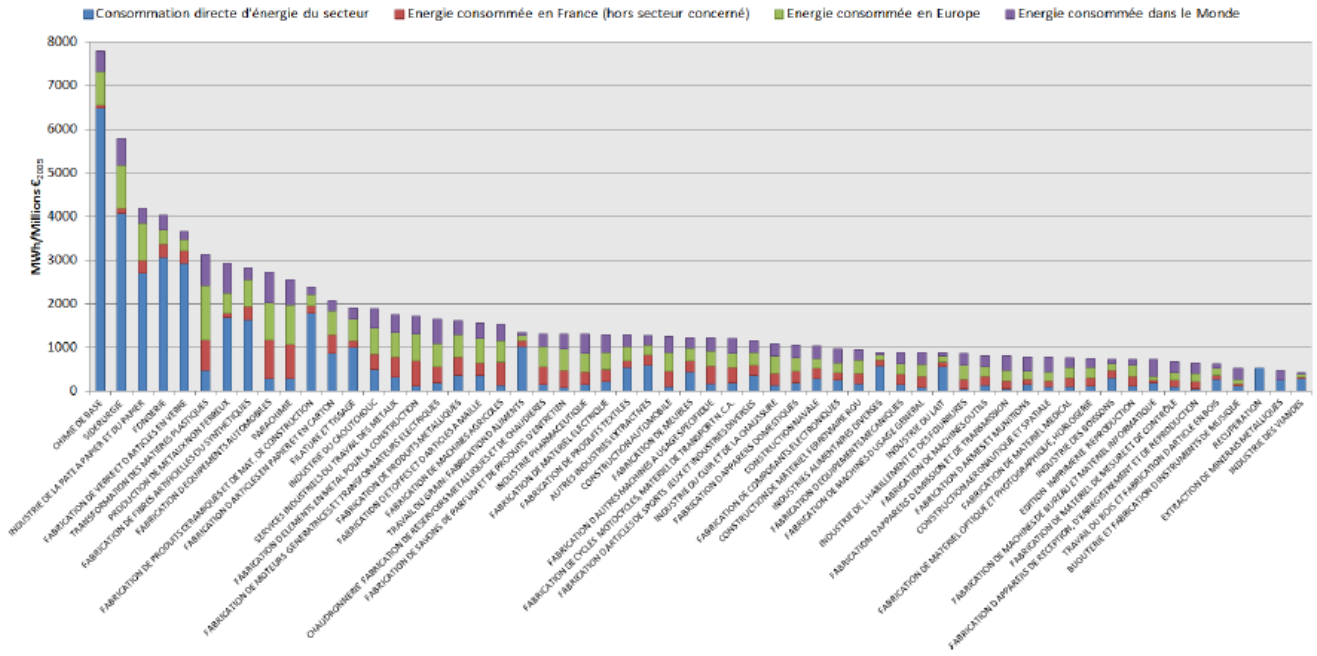


Figure 14 Intensité énergétique par secteur industriel français en incluant l'énergie grise contenu dans les biens importés du reste du monde (Bordigoni, 2012)

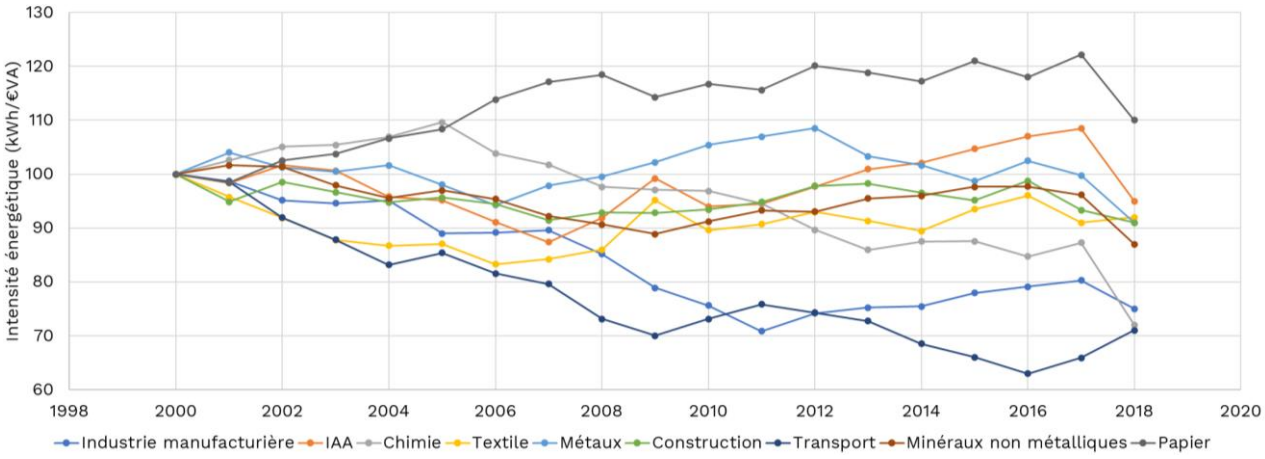


Figure 15 Évolution de l'intensité énergétique pour quelques secteurs de 2000 à 2020

Cette intensité énergétique reflète de nombreuses disparités entre les secteurs industriels. Elle constitue un proxy efficace pour identifier les secteurs en amont des chaînes de valeur qui se consacrent à la transformation de matières premières, généralement issues de mines (calcaire, silice, oxyde de fer, pétrole, gaz), de ressources naturelles (eau de mer, forêt) ou encore de commodités (engrais, soude, ciment, acier). Ces opérations sont particulièrement énergivores car elles sont liées à la transformation de la matière. Toutefois, elles offrent une faible valeur ajoutée. Ceci s'explique par la forte optimisation des procédés depuis leur mise en place, généralement à la fin du XXe siècle, et par les importantes économies d'échelle

permises par leur standardisation. Cela a transformé ces biens industriels en commodités, uniformes et facilement commercialisables dans le monde entier.

B. Origine des émissions de CO_2

Les émissions de l'industrie française sont le second poste des émissions totales en France, représentant 22 % des émissions nationales, soit environ 82 Mt eq CO_2 en 2018, dont 76 Mt de CO_2. En effet, bien que les émissions de CO_2 soient fortement liées aux consommations d'énergie (analysées dans le chapitre précédemment) elles ne s'y limitent pas. Nous proposons ici une répartition par source et par secteur (Figure 16), ce qui permet d'aborder les aspects historiques et la décomposition par facteur.

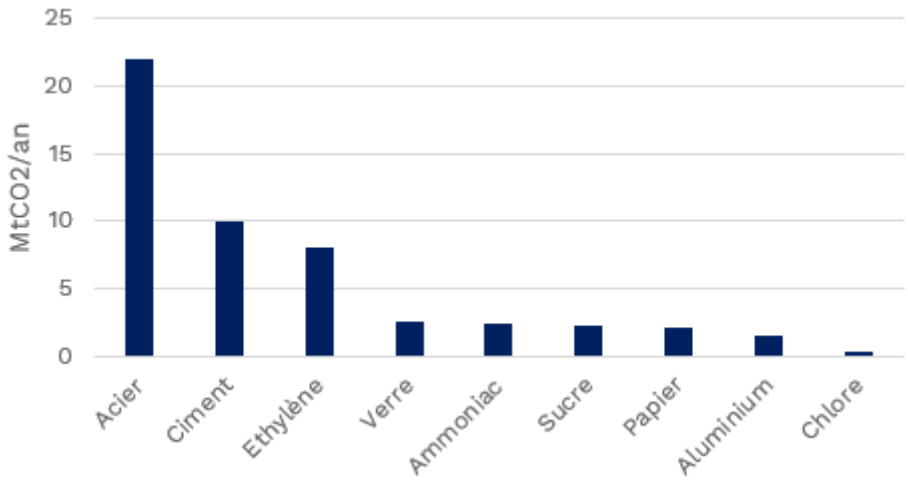


Figure 16 Principaux secteurs industriels français émetteurs de CO_2

Nous pouvons d'abord décomposer ces émissions selon deux grandes **sources** (Figure 18) :

- Les **émissions d'origine énergétiques :** elles sont liées à la combustion d'énergies fossiles et représentent 75% des émissions de CO_2 de l'industrie. Ces émissions sont structurées autour de la combustion directe (comme le gaz dans un four ou le séchage), ainsi que des utilisations indirectes, appelées « sous-chaudière », qui impliquent l'utilisation d'un fluide caloporteur pour transporter la chaleur. Ces utilisations de l'énergie sont au cœur des procédés industriels, permettant la transformation de la matière par la chaleur ou l'énergie mécanique.
- Les **émissions non énergétiques** : elles regroupent divers procédés tels que la décarbonatation de la matière lors de la production de ciment, les émissions issues des procédés dans l'industrie chimique, ou encore les fuites de gaz fluorés des systèmes frigorifiques.

$$Fe_2O_3 + 3\,C \rightarrow 2\,Fe + 3\,CO$$

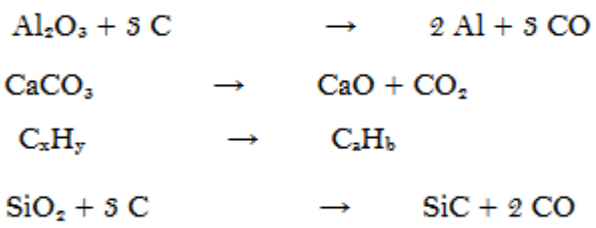


Figure 17 Exemples de réactions chimiques au cœur des procédés industriels libérant du CO_2

Les matériaux de base sont obtenus par traitement des matières premières (minerais, roches, matières fossiles, matières biogéniques), ce qui implique leur transformation moléculaire. Ainsi, des bilans de masse simplifiés peuvent décrire les réactions chimiques pour les différentes voies de production des matériaux de base. L'acier est produit à partir de minerai de fer naturel, naturellement présent sous forme d'oxydes de fer (FexOy). Un agent de réduction est nécessaire pour obtenir du fer élémentaire (Fe), en éliminant les composants non ferreux du minerai de fer. Pour la production industrielle primaire d'acier, on utilise du carbone (C), sous forme de charbon ou de gaz naturel, qui forme d'abord le monoxyde de carbone (CO), un gaz à effet de serre, puis le dioxyde de carbone (CO_2).

La production d'aluminium repose sur une réaction semblable à celle de la fabrication de l'acier. L'alumine (AL_2O_3), obtenue à partir du raffinage de la bauxite, est réduite à l'aide d'un procédé à base de carbone. L'aluminium est produit à l'aide d'anodes de graphite (C), consommées lors de l'électrolyse.

Le ciment et tous les hydrocarbures d'origine fossile ont en commun que leur matière première est constituée de carbone fossile dégradé. Le calcaire ($CaCO_3$) est du calcium issu de roches sédimentaires : du calcium et du carbone fossiles liés à de l'oxygène. Le pétrole brut, quant à lui, contient du carbone fossile et de l'hydrogène (C_xH_y). La résistance du ciment provient principalement des propriétés de l'oxyde de calcium (CaO), obtenu par la réaction thermique du calcaire à haute température. Le CO_2 est un sous-produit de cette réaction.

Les molécules de pétrole brut (C_xH_y) sont raffinées en d'autres hydrocarbures avec un nombre différent de molécules de carbone et d'hydrogène. Pour la production de produits pétrochimiques, tels que l'éthylène, le méthanol ou tout plastique contenant des chaînes de polymères, les molécules de carbone et d'hydrogène fossiles sont encore raffinées. Ces processus n'étant pas idéaux, des réactions secondaires avec l'oxygène et d'autres gaz atmosphériques produisent du CO_2.

La part de ces émissions dites ‘ « de procédés » (voir la Figure 18) représente de 5 à 70 % du total des émissions pour les produits concernés.

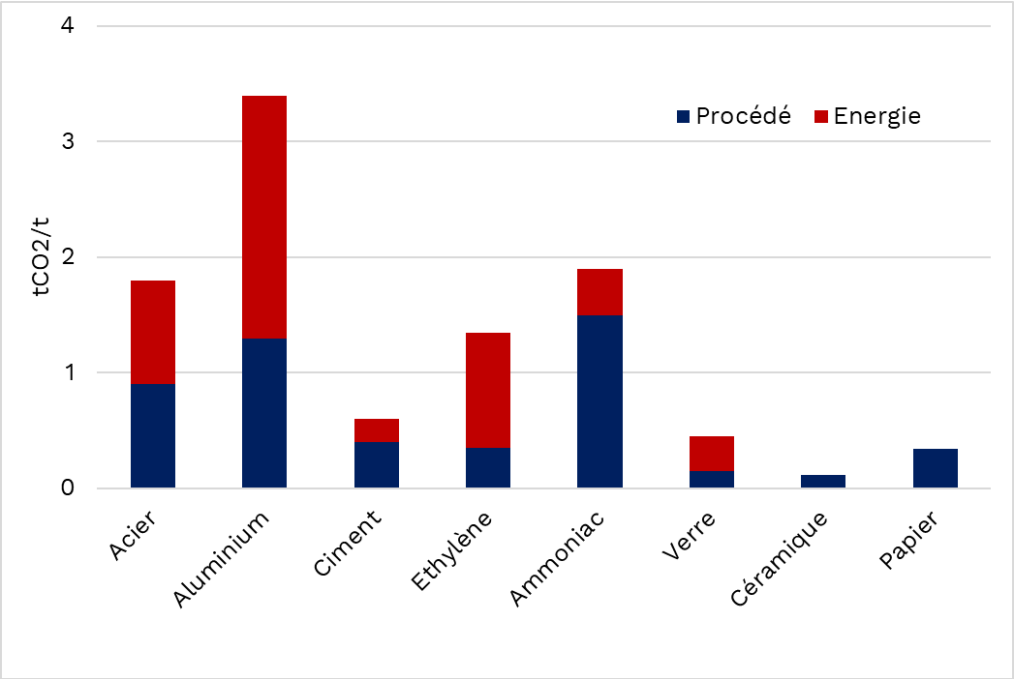


Figure 18 Répartition des émissions liées à la combustion et aux réactions chimiques (France, 2018). Source : CITEPA, CEREN

Cette approche sectorielle permet d'identifier les principaux émetteurs, souvent grands consommateurs d'énergies (Figure 16) : la sidérurgie, les minéraux non métalliques (ciment, tuiles, verre), la métallurgie des métaux non ferreux, le papier et la chimie de base. Ces industries sont principalement des fabricants de matières premières qui subiront ensuite des transformations dans d'autres industries avant de devenir des biens de consommation finaux.

Nous avons donc vu que les émissions industrielles sont concentrées dans certains secteurs et sur certains procédés. Elles le sont également physiquement sur un nombre restreint de sites émetteurs de CO_2 (Figure 19 et Figure 20). Ces cartes illustrent la concentration de l'industrie française sur plusieurs pôles : les zones industrialo-portuaires de Dunkerque et Fos, qui concentrent une part importante de l'industrie sidérurgique, de l'aluminium et chimique. D'autres clusters industriels sont notables, tels que la vallée de la seine et Feyzin. L'industrie cimentière (en vert sur la figure) est répartie sur l'ensemble du territoire, ce qui s'explique par ses coûts de transport élevés. Ce regroupement d'industriels ouvre des perspectives intéressantes dans notre étude de la décarbonation, car il facilite l'intégration des flux énergétiques et la mutualisation des infrastructures (par exemple le CCS et l'hydrogène). La concentration des émissions sur un nombre restreint d'acteurs (Figure 21) permet de centrer les efforts de planification sur un faible nombre de parties prenantes, mais ne permet pas de faire jouer une concurrence entre acteurs industriels pour la mise en œuvre de solutions. Les secteurs de la sidérurgie, du ciment, ainsi que de la chimie, sont caractérisés par la présence d'un nombre limité de grands groupes industriels.

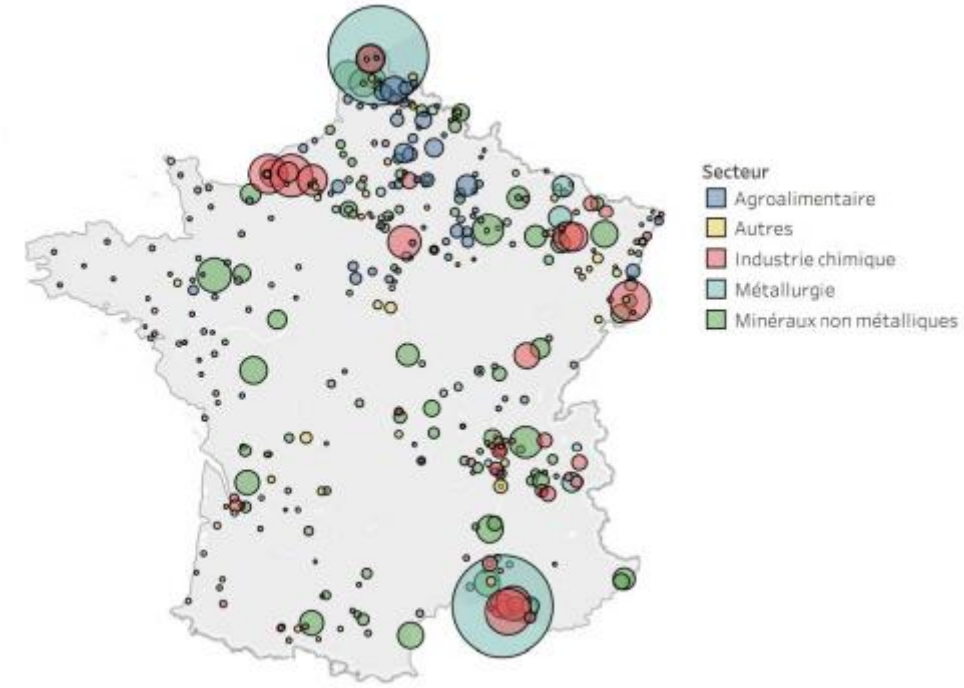


Figure 19 Sites industriels émetteurs de CO_2 en France (Labrue 2023)

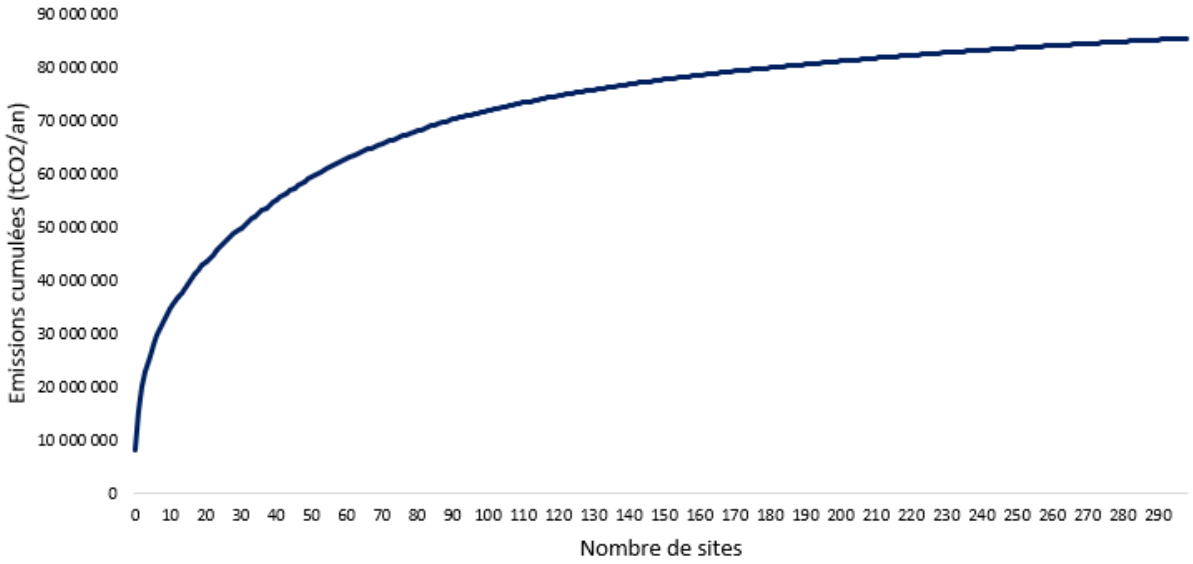


Figure 20 Émissions cumulées des sites industriels français

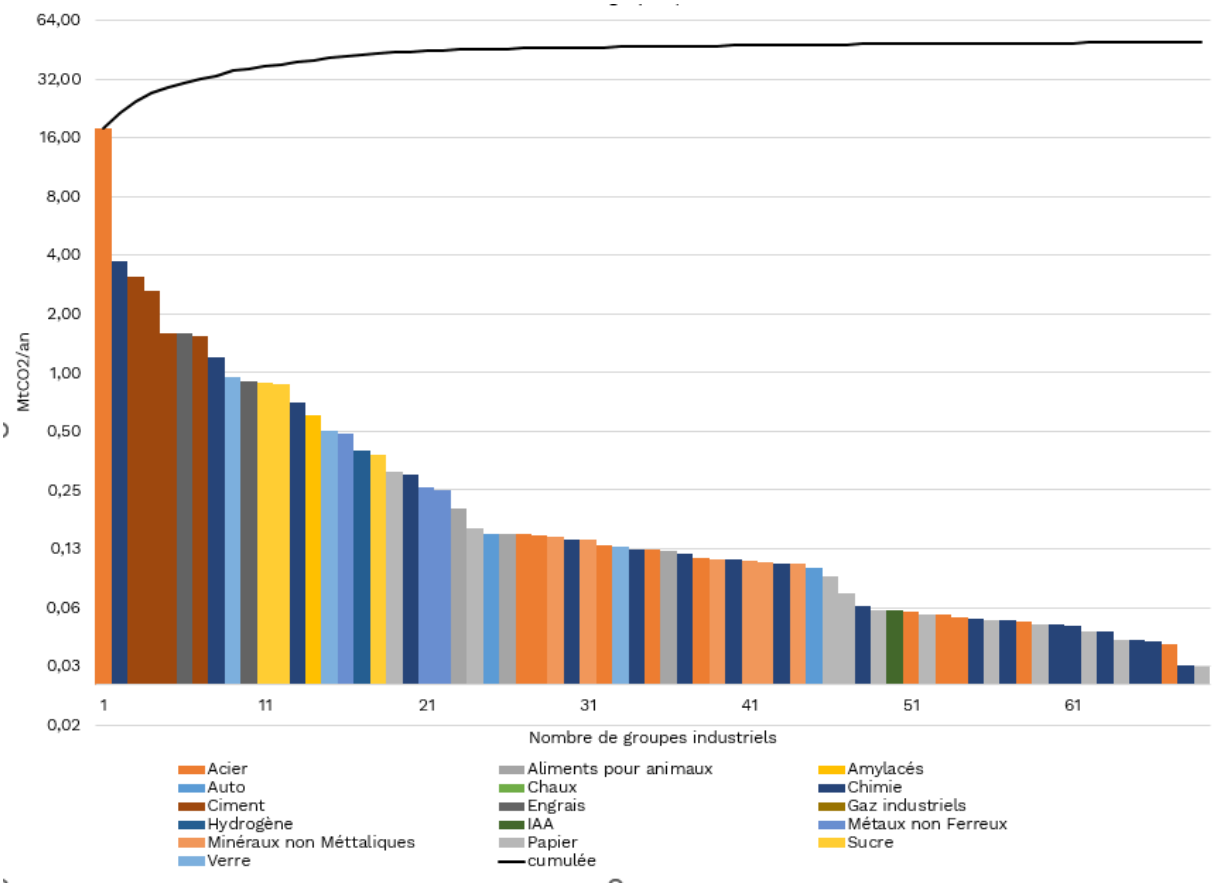


Figure 21 Émissions cumulées par groupe industriel et secteur (échelle log)

Évolution récente des émissions de CO_2

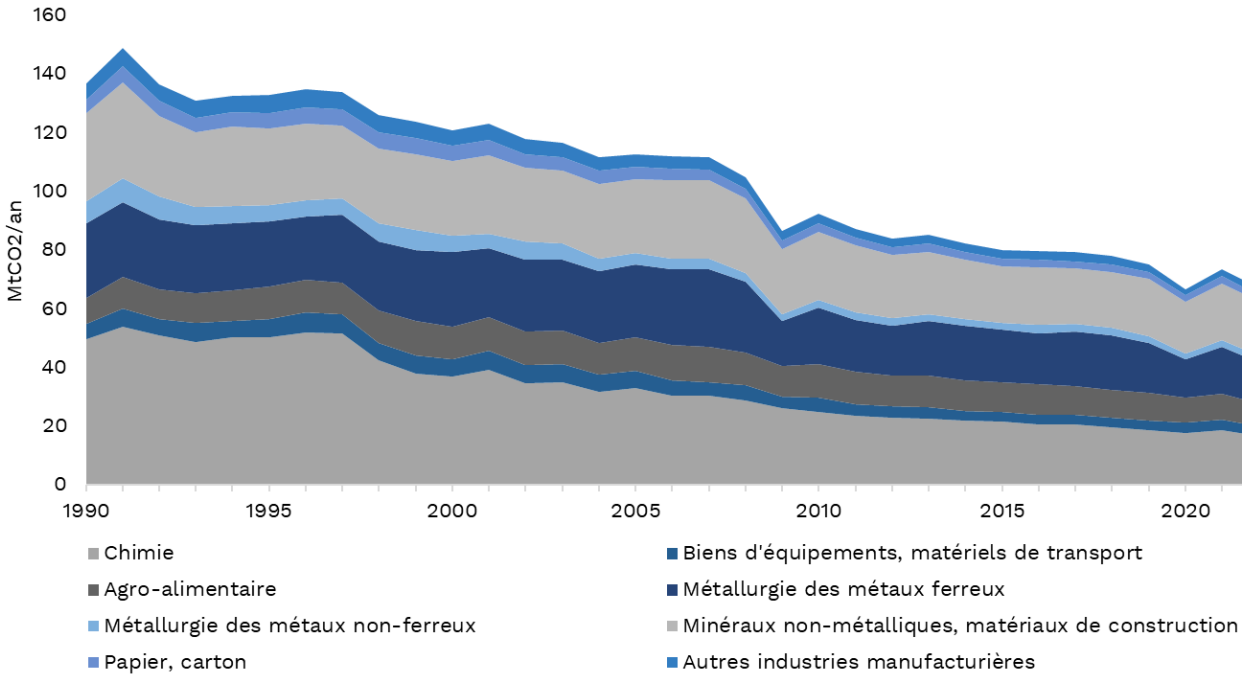
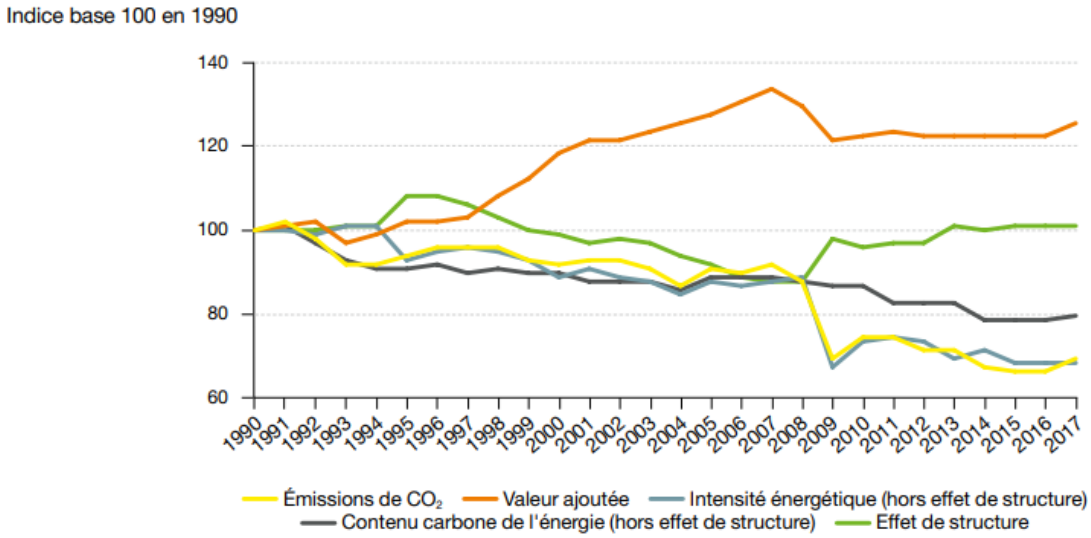


Figure 22 Évolution des émissions de CO_2 de l'industrie de 1990 à 2020 (CITEPA)

Une analyse sectorielle depuis 1990 montre une baisse substantielle des émissions de l'ordre de 40 %, affectant la plupart des secteurs (Figure 22). Cette diminution peut être attribuée à plusieurs facteurs :

- **L'amélioration des procédés de production** : les avancées technologiques ont permis une réduction par unité produite.
- **La baisse d'activité industrielle** : la délocalisation des industries, les impacts de la crise économique de 2008 et la concurrence accrue des industries étrangères ont contribué à une réduction des émissions domestiques.
- **La restructuration industrielle** : un passage vers des filières moins intenses en énergie et à plus forte valeur ajoutée a permis de réduire la consommation énergétique et les émissions associées.



.

Figure 23– Décomposition LMDI des émissions de CO_2 dans l'industrie française (MTE -SDES, 2019)

Ces éléments sont illustrés dans la Figure 23, qui utilise une décomposition LMDI (Log Mean Divisia Index, Arrow 2000) pour mesurer l'impact de chaque facteur sur l'évolution de l'industrie à partir de l'équation associée, visant à fournir une décomposition des émissions. Les effets de *structure* reflètent l'évolution relative de l'importance de chaque secteur industriel en comparaison avec les autres. Toutefois, cette décomposition, purement économique, révèle des indices difficiles à manipuler. Par exemple, l'intensité énergétique peut à la fois illustrer le renchérissement d'un produit et la concentration interne d'un secteur vers des produits à forte valeur ajoutée (effets de structures), ces derniers étant fortement dépendants de l'échelle des statistiques disponibles pour permettre leur appréhension. En effet, la transition d'un produit basique (délocalisé) vers un produit à forte valeur ajoutée (nouvelle industrie, renforcement de gamme) peut ne pas être visible si ces deux produits

appartiennent au même secteur industriel. Ce secteur ne verra qu'une baisse de son intensité énergétique avec un indicateur économique constant, sans qu'aucune réelle mesure d'efficacité énergétique n'ait été mise en place. Par conséquent, l'interprétation de ces indices doit être au moins partiellement décorrélée de l'efficacité énergétique. En outre, cette représentation ne met pas en évidence la part des délocalisations. L'évolution du contenu carbone de l'énergie s'explique par une évolution de la part du gaz et de l'électricité dans chacun des secteurs industriels.

C. Segmentation de l'industrie

Chaque secteur industriel possède une structure et des caractéristiques spécifiques pouvant nécessiter une modélisation adaptée. Dans la littérature, différentes segmentations sont établies sur des critères économiques et/ou énergétiques. Cependant, le problème persistant est la multitude de segmentations et de noms utilisés pour distinguer les secteurs. Li et al. (2008) ont analysé les changements structurels de l'industrie manufacturière taïwanaise en regroupant les secteurs en quatre catégories basées sur la notion de secteurs stratégiques ou non stratégiques, et subdivisés chacun selon le degré d'intensité énergétique. Les auteurs définissent les secteurs stratégiques comme ceux à forte valeur ajoutée, tels que les machines, les équipements électriques et électroniques, ainsi que les équipements de transport. Le ministère américain de l'Énergie (US DOE) segmente son industrie en trois groupes : les secteurs grands consommateurs d'énergie (chimie, papier et carton, ciment, verre, industries agroalimentaires…), les secteurs à faible consommation d'énergie (textile, industrie du caoutchouc, industrie du bois…) et les secteurs à forte valeur ajoutée (industrie des machines, des équipements électriques et électroniques, et des équipements de transport) (US DOE, 1995). Dans certaines études, la segmentation distingue les industries lourdes, assimilées aux secteurs à forte intensité énergétique, des industries légères, considérées comme étant les secteurs à faible intensité énergétique (Schipper et al., 2001 ; Phylipsen et al., 1997). D'autres auteurs utilisent le type de produits fabriqués ou le degré d'intensité en matières premières des produits pour segmenter l'industrie (Williams et al., 1987 ; Gardner et al., 1998 ; Capros et al., 2000 ;Abdelaziz et al., 2011). Certains, se limitent à deux regroupements basés sur le degré d'intensité énergétique en s'appuyant sur des considérations historiques (Huang et al., 1993 ; Enevoldsen, 2007 ;Martinez et al., 2009).

Malgré cette variété, trois approches de segmentation sont communément adoptées :

- **Considérations historiques** : segmentation sectorielle de l'industrie distinguant les grands secteurs à forte intensité énergétique (sidérurgie, chimie de base, etc.) des secteurs non énergivores.
- **Définition basée sur l'intensité des procédés** : classification en industries lourdes et industries légères selon les caractéristiques des processus de production.

- **Délimitation quantitative** : établissement de frontières établies sur des critères pertinents afin de distinguer clairement les familles de secteurs industriels. Cette approche prend en compte l'intégration dans le commerce international et la qualité des statistiques nationales disponibles pour chaque secteur.

Dans la partie suivante, nous cherchons à dresser un portrait de l'industrie française en explorant différentes tentatives de segmentation, afin de déterminer celle retenue dans le reste du manuscrit. Cette segmentation est cruciale dans un exercice de modélisation, car elle détermine l'échelle à partir de laquelle divers paramètres et approches seront établis. Notre objectif est de définir entre 2 et 5 groupes de secteurs aux dynamiques et données accessibles similaires, afin de permettre une représentation cohérente de l'ensemble de l'industrie.

a) Portrait de l'industrie française : tentatives de segmentation

La scission traditionnelle de l'industrie a été, comme vue précédemment, effectuée entre industrie diffuse et industrie grande consommatrice d'énergie. Cette division repose sur des critères objectifs tels que la part de l'énergie dans la valeur ajoutée, la concentration des acteurs, ainsi que leur positionnement historique. Il est pertinent de s'interroger sur la manière de caractériser plus précisément l'impact que la neutralité carbone aura en fonction des différents secteurs. Il est également utile de déterminer l'importance des informations contextuelles du secteur industriel afin d'établir les niveaux de production par rapport à une trajectoire *business-as-usual* et identifier les écarts potentiels que ces industries pourraient connaître. Plusieurs paramètres peuvent être employés pour caractériser les secteurs industriels de façon quantitative :

- **Le taux d'importation et d'exportation dans la production ou la consommation** : il caractérise l'insertion dans des chaînes de valeur internationalisées et indique une possible délocalisation en cas de perte significative de compétitivité.
- **L'évolution récente des niveaux de production** : elle fournit des informations sur la prévisibilité de la production et l'élasticité de la demande
- **La valeur massique de la production** : elle permet d'évaluer la potentielle externalisation en tenant compte des coûts de transport associés
- **L'intensité carbone de la valeur ajoutée ou de la valeur de production :** cet indicateur mesure l'impact d'une tarification du carbone sur les chaînes de valeur et les flux de carbone associés.
- **L'intensité énergétique de la valeur ajoutée ou de la valeur de production.**
- **La concentration des acteurs** : elle permet de déterminer si la filière est concentrée ou s'il existe une certaine diversité d'acteurs.

Quatre paramètres de segmentation de l'industrie sont représentés dans la Figure 24

- Intensité carbone de la valeur ajoutée (impact d'un prix du CO_2)
- Évolution 2007/2008 (imprévisibilité de la production)
- Part des importations (insertion dans les chaînes de valeur internationales)
- Émissions totales de CO_2 du secteur (taille du cercle)

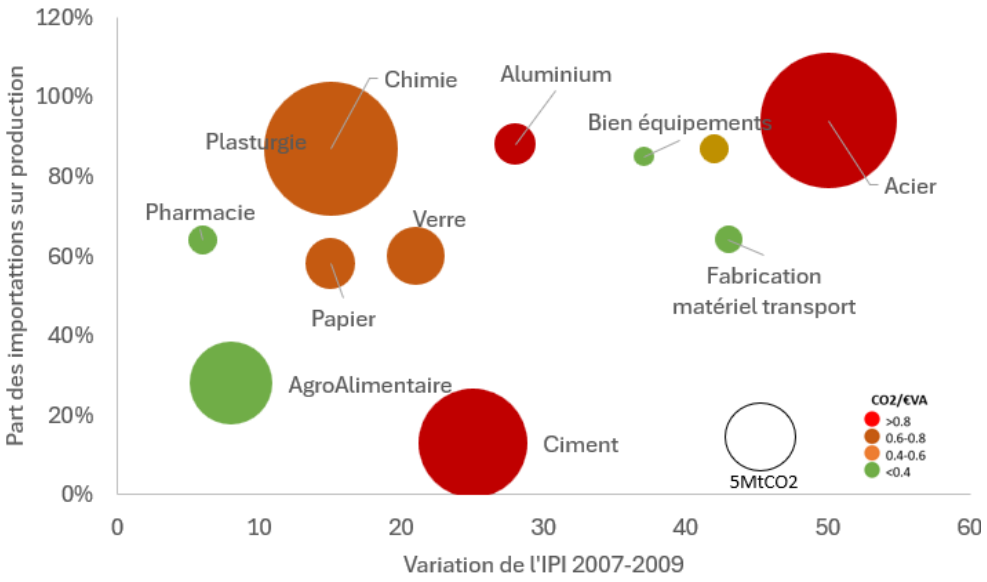


Figure 24 Représentation des secteurs industriels

A partir de cette représentation, il est possible d'identifier grossièrement quatre catégories d'industries, qui, bien que non homogènes, pourraient présenter des comportements similaires à l'avenir et permettre d'appréhender leur diversité. Cette segmentation est proposée par Seck (2012) :

- Les industries diffuses stables dans le temps (17% des GES) : ce groupe inclut principalement la pharmacie et les industries agroalimentaires. Ces industries ont un impact carbone non négligeable, mais elles seront peu pénalisées par une taxe carbone, car elles sont peu exposées au commerce international et ont une bonne capacité de transfert du surcoût carbone (CEPII, 2022). Elles sont peu concentrées et se composent d'acteurs de taille, de formes et de chaînes de valeur variées. Bien que exposées différemment aux pressions de délocalisation, leur production a peu évolué ces dernières années, et ces industries produisent des biens élémentaires qui seront difficilement substituables ou amenés à diminuer fortement dans le futur. Un traitement approprié pour ces industries semble être une analyse statistique peu contextualisée sur les technologies d'efficacité énergétique.
- Les industries diffuses fortement affectées par leur environnement (5% des GES) : comme les précédentes, ces industries représentent une multitude

d'acteurs avec une faible intensité énergétique sur leurs sites industriels et se trouvent relativement à la fin des chaînes de valeur. Leur impact carbone est faible, mais l'énergie et le CO_2 gris des produits sont importants. Leurs chaînes de valeur pourraient être significativement affectées, surtout qu'elles semblent très sujettes à la délocalisation : la production territoriale varie considérablement, alors que les importations constituent une part importante de leur production.

- Les grandes consommatrices d'énergies fortement dépendantes du contexte économique (55% des GES) : ces industries produisent souvent des biens situés en amont des chaînes de valeur, pour lesquels l'énergie et le CO_2 représentent des défis majeurs. Leur exposition future sera inégale r : par exemple, le ciment, en raison de sa faible valeur par kilo, présente un risque faible de délocalisation (sauf dans certains cas à proximité des ports), mais il pourrait être substitué par des produits à plus faible intensité carbone.
- Les autres industries grandes consommatrices d'énergie (23% des GES) : ces industries sont extrêmement exposées à la concurrence internationale avec des surcapacités importantes. Leur niveau de production a considérablement varié au fil du temps, en fonction de la conjoncture économique. Elles sont également très « capitalistiques », ce qui complique leur transition énergétique.

Sur la Figure 25, les industries sont représentées selon leur exposition au marché international et l'évolution de leur niveau de production sur une période plus longue (représenté par l'IPI, indice de production industrielle). On peut ainsi identifier un repli depuis 2018 dans la majorité des secteurs industriels, à l'exception du verre plat, des matières plastiques et des produits pharmaceutiques. La majorité des secteurs sont fortement intégrés dans le commerce international, exception faite du ciment, un matériau pondéreux à faible valeur ajoutée, dont les coûts et les modalités de transport freinent l'intégration internationale.

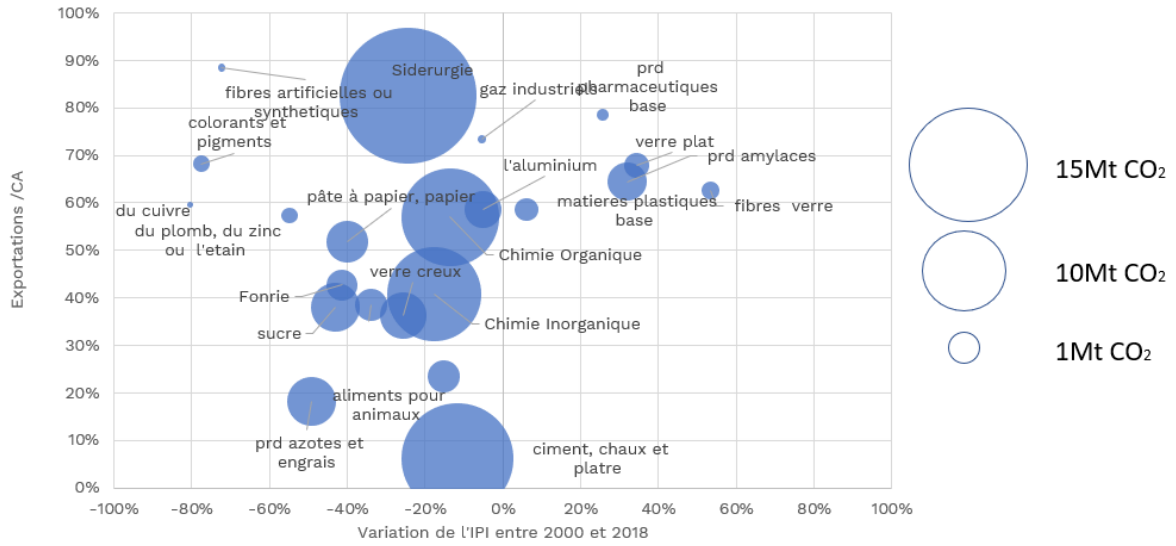


Figure 25 Exposition des secteurs au commerce international

Il est possible d'identifier certains secteurs comme étant particulièrement à risque face à une pression de décarbonation plus marquée que dans d'autres pays. Les secteurs de la sidérurgie, de certains sous-secteurs de la chimie, de la métallurgie et du papier sont particulièrement vulnérables. Ayant vu leur volume d'activité diminuer ces dernières années, leur capacité d'investissement, et donc d'adaptation à un environnement changeant, en est limitée.

Sur la Figure 26, les secteurs sont représentés en fonction de leur intensité énergétique (en kWh/€VA) et de la consommation moyenne par site industriel. Cette représentation en échelle logarithmique (log/log) fait clairement apparaître la relation entre ces deux paramètres. Les procédés les plus énergivores se sont standardisés et ont nécessité des économies d'échelle importants pour réaliser des gains d'efficacité énergétique, ce qui explique les grandes tailles de ces sites industriels. L'industrie diffuse, encadrée en bleu dans la figure, avec une gamme plus variée de produits nécessitant des variations de procédés, est moins intense en énergie et concerne des sites bien moins consommateurs, illustrant ainsi sa répartition sur le territoire. Il apparaît également naturel d'établir des seuils pour séparer ces deux types d'industries :

- 8000kwh/€VA : ce seuil correspond à trois fois la moyenne industrielle.
- 10 GWh/site : ce seuil correspond à quatre fois la moyenne des sites industriels.
- Une part des achats énergétiques dans la valeur de production au-dessus de 3 %.

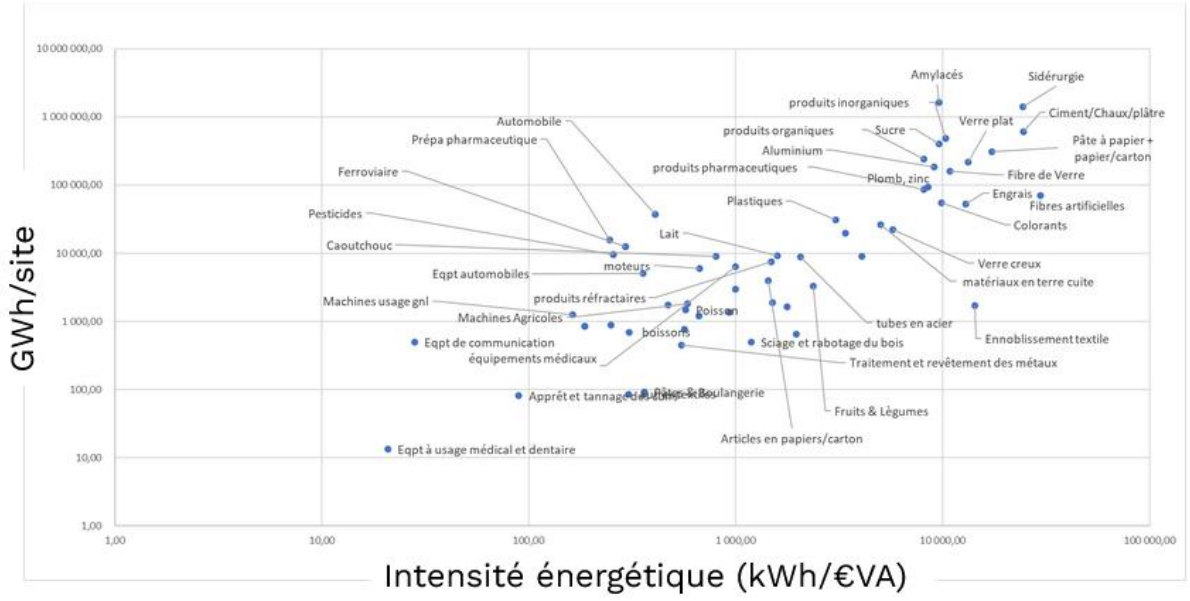


Figure 26 Segmentation d'industries diffuses et fortement consommatrices d'énergie

b) Dispersion sectorielle

Pour représenter fidèlement les secteurs industriels, nous nous intéressons à l'hétérogénéité au sein de la plus petite classification statistique possible, à savoir les segments industriels. La Figure 27 illustre cette dispersion en termes de taille de site industriel (utilisant le proxy des allocations ETS, ainsi que leur niveau de production historique) et de leur efficacité carbone (couvrant le rapport de couverture des allocations enrichi de données locales de consommation d'énergie).

Cette analyse permet d'identifier deux secteurs particulièrement hétérogène, marqués par des outliers :

- **La sidérurgie** : ce secteur comprend deux procédés très différents. La sidérurgie primaire, avec seulement 3 sites, et la sidérurgie secondaire, avec vingt sites, présentent des tailles moyennes de site industriel très diverses.
- **La production de pâte à papier** : ce secteur inclut quatre procédés en France (mécanique, kraft, bisulfite et recyclé) qui affichent des intensités énergétiques et

carbones variées, en fonction de leur valorisation de la biomasse fatale.

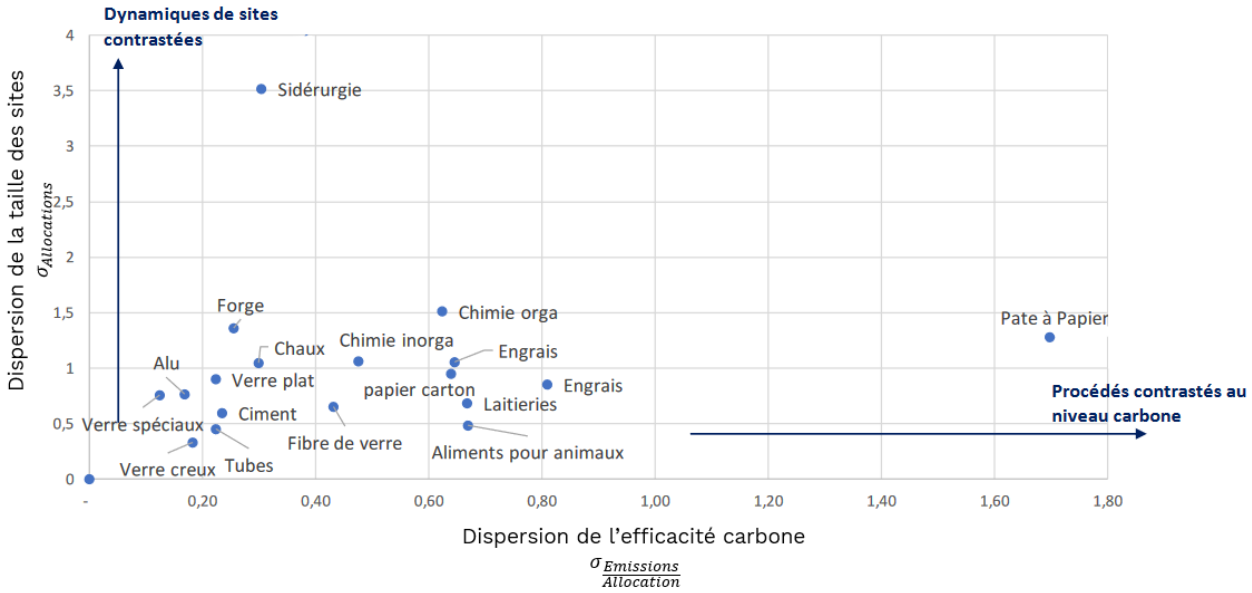


Figure 27 Dispersions des secteurs industriels selon leur taille et le niveau d'efficacité carbone

Sur la Figure 28 sont représenté pour chaque code NAF,la dispersion des émissions et allocation par site industriel. Nous pouvons en tirer deux enseignements :

- Certains découpages statistiques sont peu descriptifs. Le code 2410 correspond à des installations de sidérurgie primaire et secondaire d'où une moyenne (X) largement supérieure à la médiane. Le code NAF d'un site pouvant largement dépendre des activités et de la répartition du chiffre d'affaire, n'est pas nécessairement corrélé aux procédés sur le site en tant que tel, cela diminue notamment son intérêt descriptif pour les sites intégrés amont-aval (1er et 2nd transformation). De manière générale, la plupart des code NAF regroupent des sites très émetteurs, comme de petits sites comme les codes 2351 (ciment), 2015 (engrais) ou 2442 (métallurgie de l'aluminium).
- Un taux de couverture d'allocations très importants, voir largement supérieur pour les sites du code 1711 (Fabrication de pâte à papier), 2451 (Fonderie de fonte) ou 1712 (Fabrication de papier et carton)

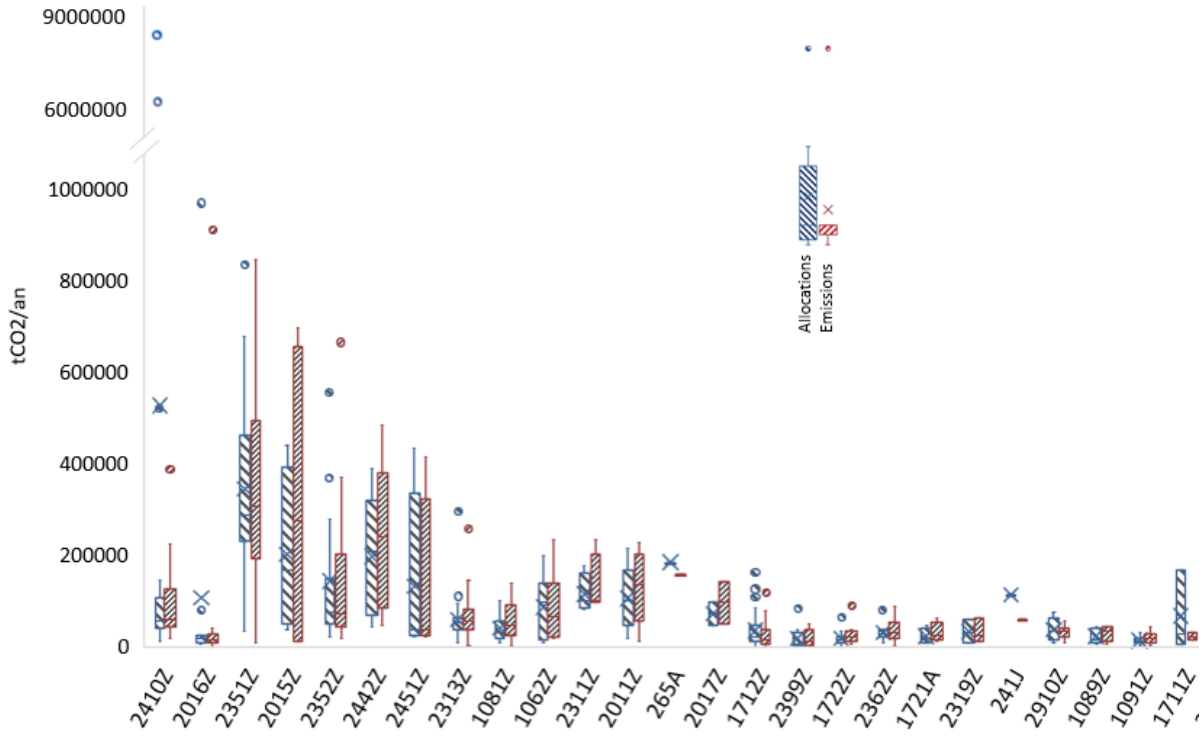


Figure 28 Distribution des émissions et allocations gratuites aux sites industriels français en 2018 par NAF

En sus de ces deux éléments extrêmes (« *outliers* »), les secteurs les plus hétérogènes sont ceux de la chimie, tant en termes de taille que d'efficacité. Cette hétérogénéité s'explique par la diversité de procédés et des produits regroupés dans ces catégories statistiques, qui possède ainsi un faible niveau descriptif. Cet aspect influencera considérablement les choix de modélisation.

a) Positionnement et gammes

Il est crucial d'examiner le positionnement de l'industrie française dans l'écosystème européen et mondial pour identifier plus précisément les risques et les freins à la transformation des outils industriels. La Figure 29 présente, pour chaque sous-secteur des minéraux non métalliques, la valeur de ses produits, qu'ils soient fabriqués en France, en Allemagne, en Europe ou importés/exportés.

Pour chaque sous-secteur, on peut ainsi identifier le positionnement. Par exemple, le verre plat et les abrasifs exportés ont respectivement une valeur 1,6 et 3,1 fois supérieure à la moyenne des biens produits en France. On observe une spécialisation allemande dans le haut de gamme dans les briques et tuiles, ces produits étant 80 % plus onéreux que ceux produits en France. En revanche, la France se spécialise par rapport à la moyenne européenne dans les fibres de verre, avec une valeur supérieure de 40 %. De manière générale, les biens importés

en France ont une valeur inférieure à ceux produits localement, tandis que les biens exportés affichent une valeur supérieure.

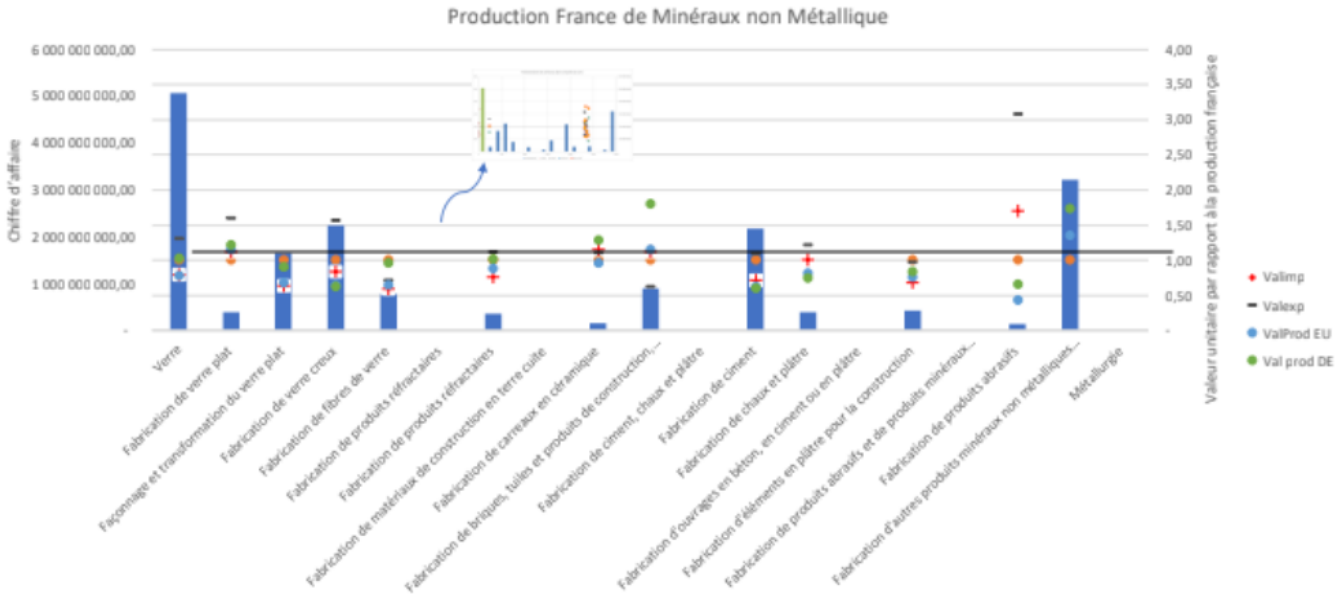


Figure 29 Hétérogénéité du découpage sectoriel sur le secteur des minéraux non métalliques (Douanes, Prodcom, COMEXT, calculs de l'auteur sur données 2018)

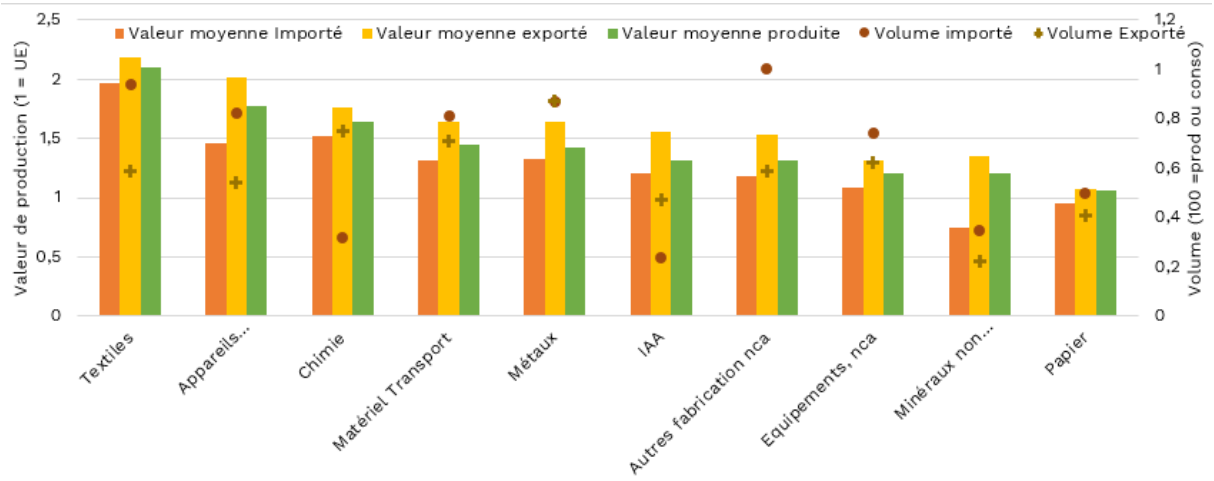


Figure 30 Valeur des biens produits en France et volumes importés et exportés (Douanes, Comtrade, Prodcom)

En analysant chaque secteur industriel, on peut observer son positionnement en termes de gamme, moyenné sur l'ensemble de ses produits par rapport à l'industrie européenne, comme illustré dans la Figure 30. La France se positionne ainsi sur le marché plutôt haut de gamme dans les secteurs de la sidérurgie, de la chimie fine et de l'agroalimentaire (Figure 30). Ce sont également des secteurs où tend à importer des biens à faible valeur ajoutée.

Ce positionnement plutôt haut de gamme de l'industrie française par rapport à la situation européenne pourrait indiquer une plus grande capacité à reporter un surcoût lié à la décarbonation. En effet, l'industrie française est potentiellement moins intégrée dans des marchés de commodités, caractérisés par des biens homogènes. À l'inverse, dans les secteurs des minéraux non métalliques et du papier, la production française se situe près de la moyenne européenne.

D. Réglementation carbone actuelle

Les stratégies et visions de la décarbonation de l'industrie ont évolué au fil des années, avec la mise en place de nombreuses initiatives au niveau national et européen. Depuis 2014, la France est dotée d'une Stratégie Nationale Bas Carbone (SNBC), qui fixe des objectifs d'émissions annuelles déclinés par secteur et par levier d'abattement (Figure 31).

Le rythme de cette stratégie s'est accéléré avec les ambitions de neutralité carbone (SNBC2), et ces objectifs seront vraisemblablement encore renforcées dans les nouvelles trajectoires (SNBC3) en application du paquet européen « *Fit for 55* », qui vise un objectif intermédiaire plus ambitieux pour 2030. Ces réévaluations du budget carbone pour l'industrie font également suite à des incertitudes sur les puits de carbone, qui permettent de compenser les émissions résiduelles mais dont la capacité est revue à la baisse.

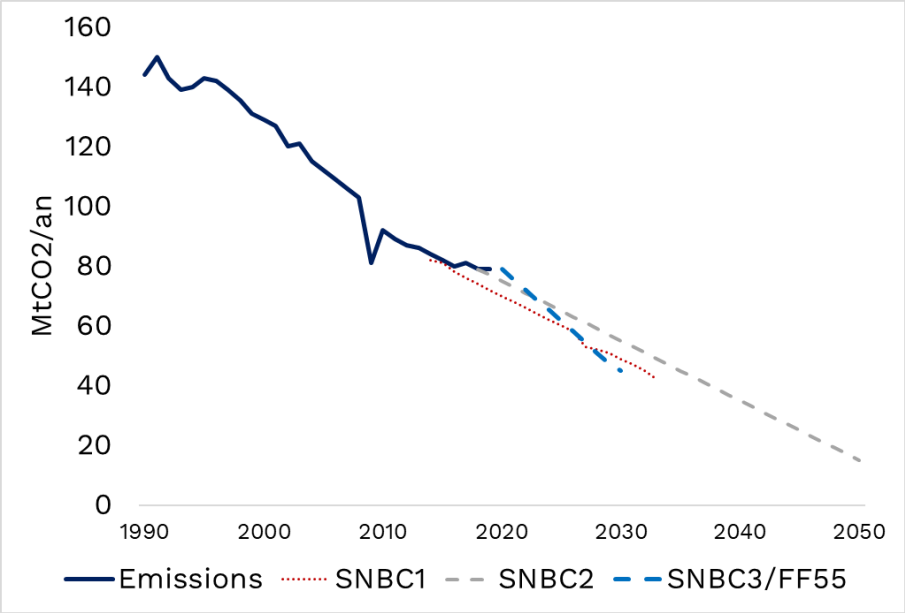


Figure 31 Trajectoires et objectifs carbone de l'industrie française

Les mesures réglementaires visant la décarbonation de l'industrie sont aujourd'hui nombreuses et interagissent entre elles, en abordant des aspects tels que la consommation d'énergie, les émissions de CO_2 et la demande de biens. Plusieurs catégorisations des mesures

réglementaires en place ont été proposées (Tableau 1). Celles-ci différencient les instruments selon qu'ils s'appliquent à la production ou la demande, et selon qu'ils sont de réglementaire ou volontaire. Nous décrirons ici plusieurs dispositifs importants mis en place au cours de ces dernières années.

Tableau 1 Catégorisation des mesures mises en place (Vogl et al., 2020 ; Philibert et al., 2019 ; Bataille et al., 2018, Logfren et al., 2021, Singh et al., 2021)

Type	Étape	Variables régulées	Type de mesure	Instrument
Régulation	Production	Prix	Subvention	CCfD
			Taxes	Taxe carbone
		Volumes	Quota	–
			Restrictions	Standard sur les produits
	Demande	Prix	Subvention	Crédit d'impôt
				Premium vert
			Taxes	Taxe consommation
		Quantité	Quota	Quota d'insertion
				Demande publique régulée
			Restrictions	Standard d'émissions
Information				Identification de l'empreinte carbone
				Certifications traçables
				Labellisation
Mesures volontaires				Demande publique
				Marché de certificats volontaire
				Standard volontaire
				Étiquetage volontaire

a) Le système de quotas CO_2

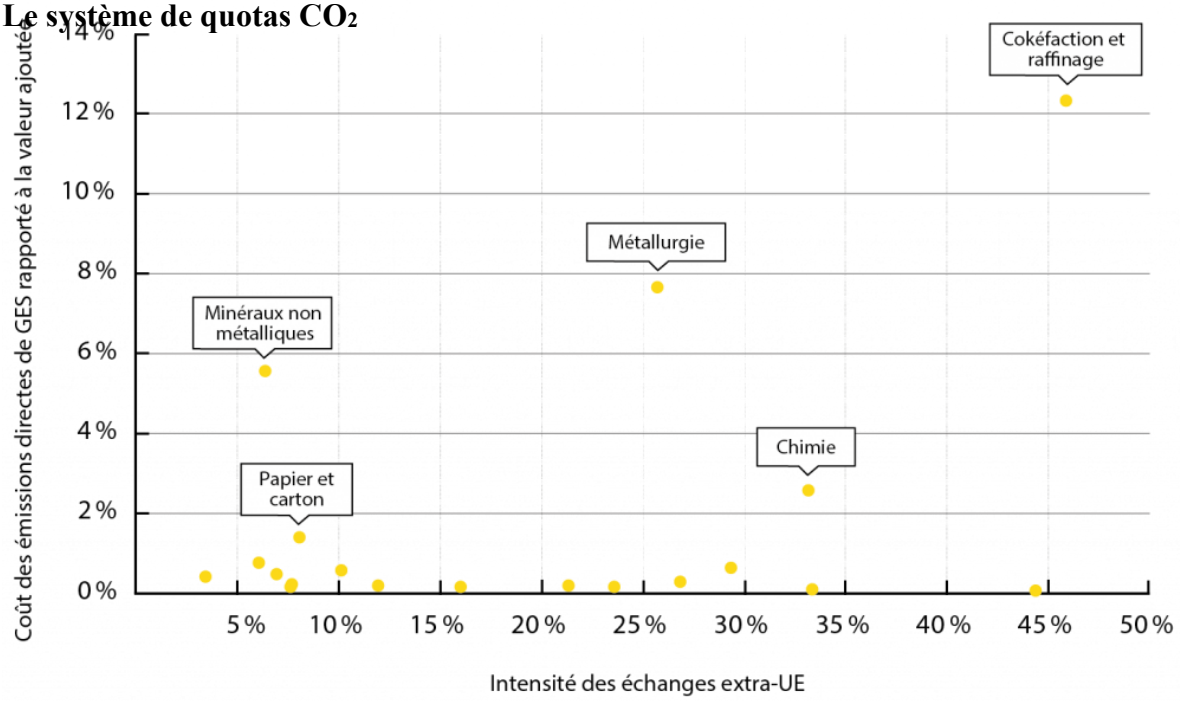


Figure 32 Coût du CO_2 réel selon les secteurs en 2018 (Sautel, 2021)

Le marché du carbone (EU-ETS), mis en place en 2005, est la pierre angulaire de la politique industrielle européenne post-Kyoto en matière d'énergie et de climat. Établi sur le principe du pollueur-payeur, il permet de contrôler les émissions de gaz à effet de serre des industries à forte intensité énergétique afin de faciliter la réalisation de certains objectifs climatiques de l'UE. L'autorité européenne définit la quantité de quotas d'émission à distribuer aux installations concernées, soit par attribution gratuite, soit par mise aux enchères. Ce marché concerne 11 000 sites industriels dont les installations dépassent 20 MW (production d'électricité, réseaux de chaleur, acier, ciment, raffinage, verre, papier, etc.) et couvre environ 90% des émissions industrielles françaises.

Pour les secteurs intégrés dans la compétition internationale, qui présentent un plus grand risque de fuite de carbone et pour lesquels l'EU-ETS peut représenter un désavantage compétitif, une partie de ces budgets carbone (43 %) est allouée gratuitement, bien que cette quantité décroisse avec le temps. À la fin de chaque année, les entreprises doivent restituer autant de permis d'émission qu'elles ont réellement émis de carbone. Si une entreprise ne parvient pas à couvrir ses émissions avec des permis, elle doit payer une redevance standardisée. Les acteurs industriels peuvent acheter ou vendre des permis sur le marché, ce qui incite chaque participant à réduire ses émissions lorsque le coût est inférieur au prix du quota sur le marché.

Pendant longtemps, ce signal prix était peu incitatif avec une valeur située autour de 5 à 6 €/t CO_2. Cependant, depuis 2018, le contexte macroéconomique en général et les réformes de l'ETS en particulier ont conduit à une hausse du prix. En effet, l'adoption de la réserve de stabilité du marché (MSR) en 2017 a restreint l'offre de permis et envoyé un signal vers une future rareté des permis. Dans ce contexte, en 2020, le prix des permis est passé de 16 €/t CO_2 à 35 €/t CO_2, et en 2021, cette tendance s'est accélérée pour atteindre près de 100 €/t en février 2022. Ces niveaux de prix et les incertitudes quant à leur évolution incitent désormais les industriels à renforcer leurs investissements dans la décarbonation (Calel et al., 2016 ; Teixidó et al., 2019).

Toutefois, les allocations gratuites couvrent encore une grande partie des émissions, voire dépassent les émissions pour le secteur du papier ou de la chimie (Secten, 2018). Le coût du CO_2 via l'ETS représente moins de 1 % de la valeur ajoutée de la plupart des secteurs industriels. Seuls les secteurs de la Chimie (2 %), des minéraux non métalliques (5 %) et de la métallurgie (8 %) dépassaient ce seuil en 2018 (Figure 32).

Malgré des critères d'exposition au commerce international restrictifs, les quotas gratuits resteront en vigueur jusqu'à la mise en œuvre d'un Mécanisme d'Ajustement Carbone aux Frontières (CBAM, *Carbon Border Adjustement Mechanism*). Ce mécanisme, en protégeant l'industrie européenne des biens non soumis aux quotas, pourrait permettre la fin des quotas gratuits. La suppression des quotas s'accompagne de plusieurs enjeux. Bien que exposent marginalement les secteurs au prix ETS et théoriquement conservent une incitation à la décarbonation sur toutes leurs émissions, les pratiques des entreprises ne le reflètent pas (de Vivo 2018). En outre, ces allocations ne permettent pas une bonne transmission du prix du carbone dans les chaînes de valeur, ni ne créent des incitations à substituer un bien carboné par un autre.

Ainsi, seule la fin des allocations gratuite pourrait, en rendant visible un différentiel de prix significatif, favoriser le développement de produits alternatifs au ciment, à l'acier primaire, et faciliter l'adoption de nouveaux procédés ou produits qui ne pourraient pas bénéficier de telles allocations. Finalement, la fin des allocations permettra de distribuer ces volumes de quotas aux enchères, offrant ainsi des capacités de financement pour l'innovation bas-carbone.



Figure 33 Évolution du prix ETS depuis 2021

a) Carbon Contract for Difference (CCfD)

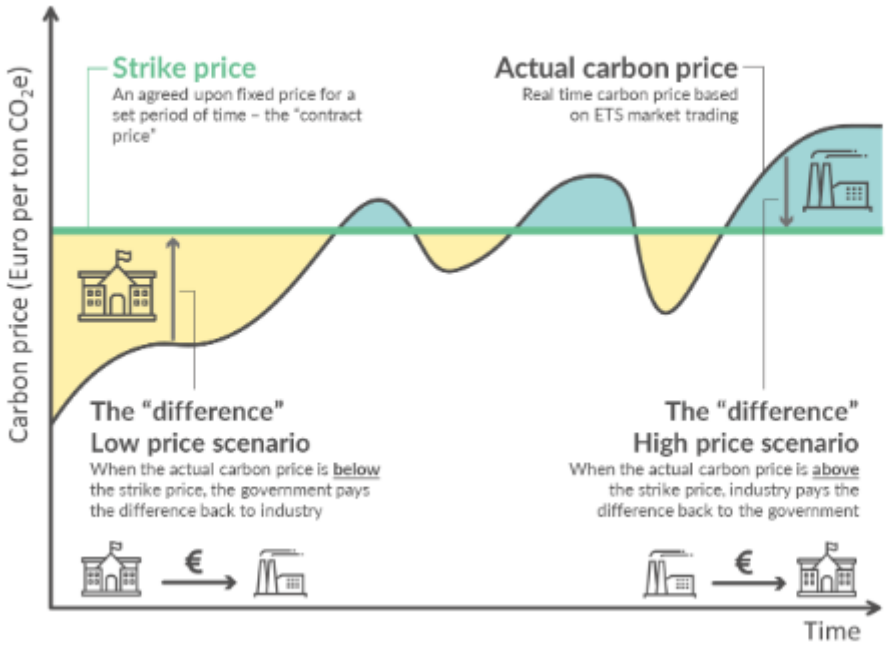


Figure 34 Principe de fonctionnement d'un CCfD (Gerres, 2019)

Le concept de *Carbon Contract for Difference* (CCfD) a été développé pour répondre aux incertitudes induites par la volatilité et le prix trop faible du CO_2 pour sécuriser les investissements. Son principe est simple : les industriels et le gouvernement conviennent d'un prix d'exercice pour le CO_2, que le gouvernement s'engage à garantir sur les émissions de l'industriel.

En convenant d'un prix d'exercice nettement supérieur au prix actuel des quotas d'émission sur une période contractuelle de plusieurs années, le gouvernement paierait au producteur la différence entre le prix actuel du marché pour les quotas d'émission et le prix d'exercice. Il s'agit d'un dispositif analogue à une subvention aux OPEX, tout en apportant une visibilité à

long terme. Inversement, lorsque les prix des quotas d'émission dépassent le prix d'exercice, le producteur pourrait devoir restituer les bénéfices supplémentaires selon le design retenu. Pour qu'un CCfD fonctionne, les industriels ayant investi dans des technologies bas carbones doivent continuer à recevoir les mêmes volumes de quotas gratuits que les installations conventionnelles ; autrement, le différentiel de compétitivité serait largement diminué.

L'avantage des CCfD réside dans leur complémentarité avec le marché EU-ETS, leur faisabilité politique, et leur capacité à s'appuyer sur les bonnes pratiques issues du soutien aux capacités renouvelables dans la production d'électricité. En effet, les CfD (Contracts for Difference) sont des instruments bien étudiés et mis en pratique pour soutenir les investissements dans de nouvelles capacités de production d'énergies renouvelables en établissant des prix de vente de l'électricité basés sur des projets sur une longue période pouvant aller jusqu'à 15 ans et plus (ARUP, 2018). En recourant aux enchères publiques, les gouvernements attribuent des E-CfD aux producteurs qui proposent le coût de production le plus bas. Bien que la conception des enchères nationales puisse considérablement varier (Dukan et al., 2019), un E-CfD est essentiellement un instrument de couverture, avec la partie publique assumant les risques liés à la tarification future du marché de l'électricité.

Les gouvernements pourraient également signer des e-CfD du côté de l'offre pour la consommation d'électricité avec les consommateurs industriels afin de donner une visibilité sur les intrants de la production, de manière analogue à des PPA (Power Purchase Agreement, où contrats d'achat d'électricité de long terme) (Chiappinelli et al., 2021). Des Cfd sur les biens industriels ont également été envisagés afin de garantir à un industriel innovant un prix de rachat avec un premium vert pour son bien.

Le concept économique a été introduit par Richstein et al. (2017) puis développé dans les travaux de Gerres et al. (2020) ainsi que dans des études du ministère allemand de l'Économie. Le CCfD, en tant que politique industrielle, signifie que le gouvernement prend en charge le risque de couverture des prix futurs du carbone ainsi que le risque de de défaillance technologique qui diminue au fur et à mesure de la courbe d'apprentissage pour exploiter de nouveaux processus. Par ailleurs, les CCfD soutenus par le gouvernement permettent aux producteurs d'obtenir de meilleures conditions de financement en autorisant un taux d'endettement plus élevé pour les projets bas carbone, réduisant ainsi le prix du carbone nécessaire pour rendre l'investissement compétitif. Les CCfD pourraient donc contribuer à réduire le coût total de la transition pour la société tout en servant de mécanisme d'engagement gouvernemental pour renforcer les marchés du carbone., récupérant ainsi partiellement ou totalement les coûts de la politique à long terme (Sartor et al., 2019).

Les CfD peuvent contribuer à atténuer les risques futurs liés aux coûts opérationnels et à améliorer les conditions d'investissement dans de nouveaux processus de production.

Toutefois, la mise en place des CCfD peut s'avérer complexe. Pour commencer, bien que les accords de prix à long terme réduisent le risque de volatilité des prix, ils peuvent entraver sérieusement la viabilité économique d'une production bas carbone soumise à un CfD si les marchés évoluent très différemment de ce qui avait été prévu lors de la signature de l'accord, nécessitant donc des clauses de revoyure régulières. Le principal risque serait que le prix du carbone évolue de façon plus marquée que prévu initialement, favorisant ainsi les entrants ultérieurs sur le marché bas carbone qui bénéficieraient d'un prix du CO_2 plus élevé. De plus, la demande soumise à un CfD n'est plus guidée par les signaux de prix du marché, ce qui pourrait entraver son bon fonctionnement, que cela soit un marché de bien, de l'énergie ou du CO_2. La différence entre le prix du marché et le prix d'exercice du CfD convenu est compensée par le CCfD. Ainsi, les installations financées par des CCfD pourraient ne pas être sensibles à une hausse du prix du CO_2 si celui-ci est plus élevé que prévu contractuellement.

Enfin, il n'est pas évident de savoir comment attribuer des CfD à l'industrie par le biais d'un mécanisme d'enchères concurrentielles. La production de matériaux de base tels que l'acier, le ciment ou les produits pétrochimiques est caractérisée par une structure de marché relativement concentrée, avec un petit nombre d'installations et des capacités de production élevées, aux mains de quelques acteurs. Par conséquent, les installations de production bas-carbone à l'échelle industrielle fonctionneraient avec une production annuelle d'environ 1 Mt pour le ciment, 4 Mt pour l'acier ou 1 à 1,5 Mt pour un vapocraqueur. La diversité des seuils nécessaires pour inciter à la décarbonation selon les secteurs nécessiterait des enchères spécifiques pour éviter les effets d'aubaine, limitant ainsi la diversité des projets disponible. De plus, si le marché européen du CO_2 est commun, les liens entre prix du CO_2 et de l'électricité, souvent utilisés comme vecteurs de décarbonation, pourraient nécessiter des dispositifs adaptés à chaque pays (Carron et al., 2023).

Les CCfD restent considérés comme efficaces car ils réduisent d fortement le risque perçu par les industriels. En réduisant également les coûts perçus par l'industriel, au-delà du simple gain sur les OPEX (via l'amélioration de la structure de financement), ce dispositif permet de franchir la « vallée de la mort » pour les premiers projets industriels, entrainant des retombées positives importantes par la suite. Ainsi, le CCfd permet d'atteindre un surplus collectif significatif.

b) Autres mesures réglementaires

Concernant l'industrie, la Stratégie Nationale Bas Carbone 2 SNBC2 fixe un objectif de réduction des émissions de GES de 35 % d'ici 2030 et de 81 % d'ici 2050 par rapport à 2015, à travers plusieurs mesures :

- Accompagner les entreprises dans leur transition vers des systèmes de production sobres en carbone (élaboration de feuilles de route de décarbonation, outils de financement).
- Soutenir l'émergence, en France, de moyens de production de technologies clés de la transition.
- Intensifier la recherche et le développement de procédés de fabrication sobres en carbone.
- Améliorer l'efficacité énergétique et l'utilisation d'énergies décarbonées.
- Maîtriser la demande de matières en développant l'économie circulaire.

Ces différentes stratégies fixent des objectifs sectoriels à atteindre, mais ne lient pas les industriels à des obligations de résultat. D'autres textes législatifs transposent en droit français des directives européennes. Par exemple, la directive sur la taxation de l'énergie se traduit au niveau français, par la taxe carbone qui s'applique à la vente de produits énergétiques et dont le montant est proportionnel à l'utilisation/combustion du produit pétrolier, exprimé en €/t CO_2. Elle fait partie de la composante carbone des taxes intérieures de consommation sur les combustibles fossiles (TICPE, TICGN et TICC). Le montant de cette taxe augmente d'année en année de manière programmée, comme décrit dans la LTECV, et devait atteindre 100 €/t CO_2 en 2030, mais ce montant a été gelé en 2018.

Audit énergétique

Mis en place depuis 2013 conformément à la directive européenne de 2012, l'audit énergétique consiste en une évaluation de la performance énergétique tous les 4 ans pour toute entreprise de plus de 250 salariés et dont le chiffre d'affaires est supérieur à 50 millions d'euros. Les résultats sont publiés, et cette obligation de transparence impose aux industriels de divulguer des informations sur leur performance extra-financière et leurs émissions de GES. L'audit a trois objectifs : permettre aux entreprises d'initier leur processus de décarbonation en faisant le point sur leurs impacts, ensuite, fournir aux investisseurs les informations nécessaires pour favoriser les entreprises les plus vertueuses, et aider l'État à suivre les progrès des entreprises en matière de décarbonisation

Certificats d'Economie d'Energie (CEE)

Créé en 2005 par la loi POPE, le dispositif des certificats d'économies d'énergie (CEE) est l'un des principaux instruments de la politique de maîtrise de la demande d'énergie en France. Il repose sur une obligation de réaliser des économies d'énergie, mesurée en CEE (1 CEE = 1 kWh cumulé et actualisé d'énergie finale), imposée par les pouvoirs publics aux fournisseurs d'énergie (les « obligés »). Ces derniers sont ainsi incités à promouvoir activement l'efficacité énergétique auprès des consommateurs d'énergie : ménages, collectivités locales ou

industries. Les actions éligibles (fiches types ou opérations spécifiques) peuvent être réalisées dans tous les secteurs d'activité (résidentiel, tertiaire, industriel, agricole, transport, etc.). Dans le secteur industriel, les formes de soutien les plus importantes concernent la récupération de la chaleur des équipements industriels, le financement de l'installation d'équipements efficaces en énergie et l'améliorer de l'isolation des infrastructures industrielles ou des systèmes de chauffage et de ventilation. L'industrie représente environ 20% de l'obligation en volume. Pour la 4e période 2018-2021, le montant estimé de soutien aux projets d'efficacité énergétique dans l'industrie était d'environ 750 M€/an (MTE, 2022).

La contractualisation pour les 50 sites les plus émetteurs

Pour planifier la décarbonation de l'industrie de manière cohérente avec les nouveaux objectifs issus du plan européen « Fit for 55 », les différentes filières industrielles (sidérurgie, ciment, chimie, agroalimentaire, etc.) se sont vu confier la mission d'établir des feuilles de route précises et chiffrées pour chaque filière et chacun des 50 sites les plus émetteurs. Ce travail, supervisé par l'État et lancé en 2022, détaille les différentes mesures de décarbonation envisagées, telles que l'électrification, la capture et le stockage du carbone (CCS), la chaleur biomasse, l'hydrogène, l'efficacité énergétique, etc. L'objectif est de permettre à l'État de soutenir le développement de ces technologies de manière proportionnée (une rallonge de cinq milliards au plan France Relance a été prévue dans ce cadre), tout en engageant les industriels. À la suite de l'élaboration de ces feuilles de route, des contrats de transition écologique ont été signés entre l'Etat et les industriels, engageant ces derniers à des objectifs chiffrés de long terme en matière de décarbonation, et l'État à les soutenir.

c) L'impact des soutiens à l'innovation sur le développement de nouveaux procédés

Les dynamiques de l'innovation et les spécificités des procédés bas-carbone, qui conditionnent la diffusion de ces technologies, sont des éléments centraux de la transition énergétique de l'industrie. Depuis la fin des années 1980, les perspectives systémiques sur les processus d'innovation ont connu une forte activité (Godin, 2009 ; Schot et al., 2018). Ces perspectives mettent l'accent sur la nature interactive des processus d'innovation, qui incluent non seulement les acteurs classiques comme les entreprises, les universités et les instituts de recherche pour la création de connaissances et l'innovation, mais également des acteurs du secteur public ainsi que des acteurs du côté de la demande (Edquist, 1997).

Des contributions récentes soulignent les opportunités offertes par les politiques publiques d'innovation pour promouvoir l'innovation bas carbone dans l'industrie (Grillitsch et al., 2019 ; Grillitsch et al., 2021). En effet, ce secteur est caractérisé par de faibles dépenses de R&D et nécessite donc un soutien important pour faire émerger des innovations et des technologies de décarbonation. Ces considérations permettront de mieux évaluer la maturité et la faisabilité des projets ou des technologies considérées.

On peut tout d'abord envisager l'innovation en suivant le cycle de vie d'un produit. Après des efforts de R&D, le véritable défi d'une nouvelle technologie sera son industrialisation : la période de la *vallée de la mort*. Durant cette période, les incitations à investir dans la technologie sont faibles et les risques élevés (Reiner et al., 2016 ; Skjaerseth et al., 2017). Les risques liés à la qualité du produit et aux marchés avals coexistent. La création d'un marché aval spécifique pour les biens décarbonés, ou des modifications dans les comportements de consommation pour s'adapter à un nouveau produit sont nécessaires dans un second temps pour soutenir ce déploiement (Pauliulk et al., 2017).

À chaque étape, différents acteurs peuvent mettre en place des mécanismes de soutien (État, consommateurs, industriels) pour permettre à une nouvelle technologie de dépasser le stade de l'industrialisation et atteindre une maturité industrielle. Les innovations bas carbones, actuellement principalement soutenues par des considérations environnementales, peuvent être considérées comme la 5e révolution industrielle, avec des spécificités uniques. Cette révolution n'est pas uniquement orientée vers une plus grande productivité ou des produits de meilleure qualité (Wesseling et al., 2017). La différenciation du futur produit et l'anticipation du contexte propice à son développement trouve donc leur source de manière différente de l'innovation classique.

Le développement d'une innovation bas carbone peut également être envisagé de manière plus cyclique, comme illustré à la Figure 35. Chaque flèche représente une manière d'entrer dans le cercle vertueux qui permettra le développement d'une telle innovation.

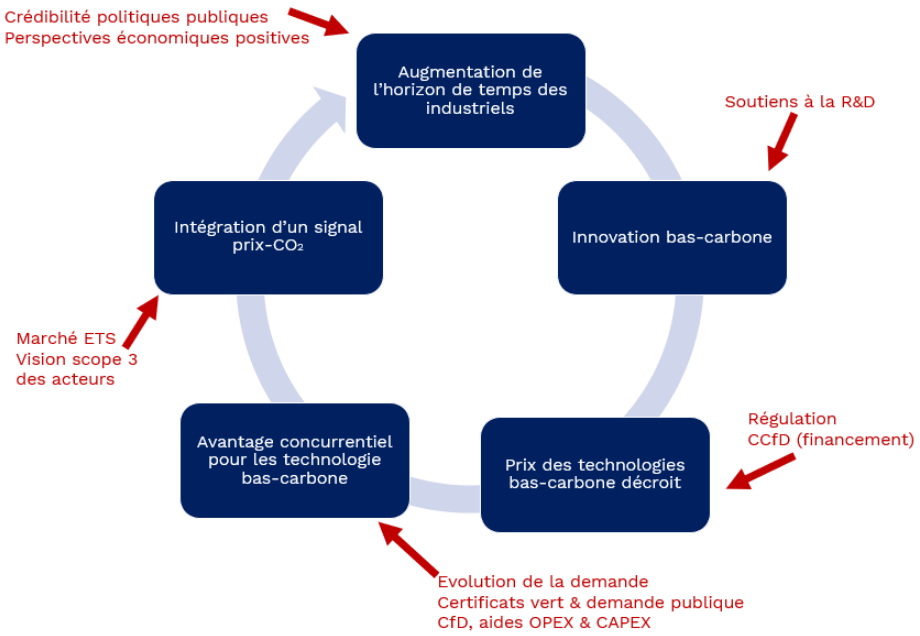


Figure 35 Mécanismes de l'innovation Bas Carbone (d'après Logfren et al., 2021)

Il est admis que, bien que les stratégies de *carbon pricing* puissent donner des incitations, elles conduisent rarement seules à des dépenses d'innovation (Acemoglu et al., 2012 ; Geels et al., 2007). La puissance publique est alors souvent considérée comme un moteur clé pour instaurer un cycle d'innovation, principalement par deux grands mécanismes : le *Supply-Push* et le *Demand Pull*.

Les mesures de *Supply-Push* sont nombreuses en Europe et orientent le progrès technologique en soutenant directement des technologies innovantes (*induced technical change* (Grubb et al., 2002)). Toutefois, elles restent souvent peu coordonnées entre elles et avec les mesures de *Demand-Pull* (Costantini et al., 2017 ; Uyarra et al., 2016). En réduisant le risque économique de l'innovation, cet interventionnisme laisse aux industriels que le risque technologique. Ce partage des risques est considéré comme un levier nécessaire pour soutenir l'innovation sans observer d'effets adverses, tels que la limitation des investissements de la part des industriels (Fleming et al., 2001 et Maltora et al., 2020). Ces outils visent à développer de nouvelles technologies et à surmonter la *vallée de la mort*, pour ensuite profiter des effets comme le *learning-by-doing :* une réduction des coûts qui accompagne le déploiement d'une technologie.

Arriver dans ce cercle vertueux peut notamment se faire en ciblant des marchés de niche, qui accordent une valeur plus importante à la technologie innovante, permettant ainsi de faire baisser les prix, puis de se répandre dans l'ensemble du secteur (Beise, 2005). Ces politiques peuvent également être justifiées par des *knowledge spillover*, lorsque d'autres entreprises profitent d'une partie des avantages de cette nouvelle technologie sans en payer les coûts de développement (Nemet et al., 2018).

Le développement et la diffusion d'innovations bas carbone ont plus de chances de réussir grâce à une collaboration tout au long de la chaîne de valeur. Cela permet de combiner les connaissances de différents acteurs et de stimuler l'apprentissage collectif (Rissman et al., 2020). Traditionnellement, les sociétés d'ingénierie spécialisées ont joué un rôle important dans le développement technologique des IGCE, car de nombreuses entreprises industrielles y externalisent leur R&D, concentrant ainsi la connaissance (Arora et al., 2010 ; Wesseling et al., 2017). En outre, la collaboration entre secteurs est nécessaire dans certains cas, comme pour développer la technologie d'anode inerte dans l'aluminium (ADEME, 2024) ou pour la montée en puissance des bioraffineries liées à des usines de papier, bien que cela s'avère difficile en raison de la diversifié des acteurs impliqués (Bauer et al., 2018 ; Karltorp et al., 2012). Les gouvernements peuvent promouvoir cette collaboration et l'échange de connaissances à travers la conception de programmes pilotes et de démonstration (Hellsmark et al., 2016) et en catalysant des réseaux d'acteurs hétérogènes (Mossberg et al., 2018 ; Söderholm et al., 2019).

Le Fonds pour l'innovation (FI), financé par les recettes de la mise aux enchères des quotas, est l'un des plus importants programmes de financement des technologies propres au monde. Parmi la vaste gamme d'instruments financiers disponibles au niveau de l'UE, le FI se concentre sur les dernières étapes du déploiement des technologies innovantes (juste avant leur viabilité commerciale), complétant ainsi d'autres instruments tels que Horizon 2020 et Horizon Europe, qui se concentrent principalement sur les phases de recherche préliminaires. Durant cette décennie, ce fonds pourrait contribuer à hauteur de 25 milliards d'euros à l'innovation. Actuellement, le FI distribue des fonds principalement par le biais d'appels à propositions, finançant jusqu'à 60 % des coûts des projets.

La révision proposée de la directive ETS dans le cadre du paquet "*Fit for 55*" vise à augmenter le nombre de quotas d'émission destinés au fonds, ce qui porterait le budget à 47 milliards d'euros de 2020 à 2030. La priorité serait donnée au soutien des secteurs relevant du *Carbon Border Adjustment Mechanism* (CBAM). Il est également prévu de permettre au Fonds d'allouer des aides via des appels d'offres concurrentiels couvrant potentiellement jusqu'à 100 % des besoins en investissements. Ce fonds a ainsi financé quarante-deux projets de grande échelle en Europe en 2022 et 2023, dont cinq en France. Les projets récemment financés dans l'industrie se concentrent principalement sur l'hydrogène (16), la capture du CO_2 (24), notamment dans le secteur du ciment (12), sa combinaison avec l'hydrogène pour la production d'e-fuels (8), ainsi que dans la sidérurgie (4). Plus largement, au niveau européen, la stratégie d'investissement public consiste généralement à orienter préférentiellement l'investissement privé, lequel reste beaucoup plus important en termes de volume. Les pouvoirs publics utilisent également la conditionnalité des financements publics pour inciter les industries à se conformer à des objectifs ou critères environnementaux établis, offrant ainsi un avantage compétitif aux entreprises les plus « vertueuses ».

Nous avons vu que les programmes européens se concentrent principalement sur le financement de l'innovation. Les sources de financement régionales se concentrent principalement sur la création d'emplois et le développement territorial, tandis que les financements nationaux visent à soutenir les industries "pionnières" pour convaincre d'autres industries d'investir à leur tour. Face au choc macro-économique de la COVID, le gouvernement français a rapidement mis en place des mesures de soutien pour protéger les entreprises et les salariés, injectant 216 milliards d'euros à partir de 2020.

Après ces mesures d'urgence, le plan national France Relance, structuré autour de trois grands volets (écologie, compétitivité et cohésion) vise à injecter 100 milliards d'euros, dont 40 milliards d'euros de fonds européens, pour redresser durablement l'économie française et créer de nouveaux emplois. Concernant l'industrie, il s'est concentré sur quatre objectifs prioritaires : soutenir les secteurs les plus touchés par la crise sanitaire (aéronautique et automobile), développer l'innovation des entreprises industrielles françaises afin de leur

permettre de rester compétitive, renforcer et développer l'indépendance industrielle, et relocaliser des capacités de production sur le territoire français pour créer de la valeur et des emplois et poursuivre la décarbonation de l'industrie. Cette dernière est alors considérée dans ce plan à la fois comme un enjeu de compétitivité et un impératif pour atteindre les objectifs climatiques nationaux. Plusieurs dispositifs ont alors été mis en place spécifiquement pour l'industrie, notamment un guichet de subventions pour des équipements d'efficacité énergétique, un soutien à l'investissement pour des projets complexes d'amélioration de l'efficacité énergétique des procédés industriels, un soutien à l'investissement pour des projets complexes de décarbonation des procédés industriels et des aides pour la chaleur industrielle issue de la biomasse et un soutien complémentaire à la chaleur industrielle issue de combustibles solides de récupération (CSR).

Le plan France 2030 a pris la suite, avec un plan d'investissement de 30 milliards d'euros. Environ la moitié des investissements devraient bénéficier à la décarbonation de l'économie au sens large, avec notamment 5 milliards d'euros pour l'industrie zéro carbone. Les principaux secteurs concernés sont l'acier, le ciment et la chimie. C'est à ce titre qu'Arcelor Mittal a reçu une aide à l'investissement de 850 millions d'euros pour la transition de son site industriel de Dunkerque. De plus, 2,5 milliards d'euros seront consacrés à la formation pour soutenir ces nouvelles filières industrielles, notamment dans les batteries, et 5 milliards d'euros seront engagés pour doubler la capacité de production de composants électroniques. Enfin, à mi-chemin entre autonomie stratégique et décarbonisation, le plan prévoit également l'engagement d'un milliard d'euros en faveur des matériaux, principalement pour le recyclage des plastiques.

Dans ce contexte, il faut noter l'assouplissement de la règle relative à la directive européenne sur les aides d'État. Cette règle fixe des seuils au-delà desquels l'intervention de l'État, en allouant des subventions, est considérée comme faussant le fonctionnement du marché en favorisant un acteur par rapport à un autre. Tous les avantages économiques accordés par un acteur public (État, collectivité territoriale, etc.) en euros, qu'une entreprise n'aurait pas obtenus dans des conditions de marché classiques, sont considérés comme des aides.

d) Efficacité des dispositifs

Ces nombreux dispositifs réglementaires peuvent potentiellement agir dans des directions opposées (notamment quand l'efficacité énergétique et décarbonation ne vont pas de pair) et ont des efficacités variables selon le secteur et le stade de maturité des technologies considérées. Ces dispositifs ont été étudiés dans la littérature selon plusieurs critères d'efficacité dans le cadre de l'industrie (Tableau 2).

Dans le Tableau 3, nous synthétisons une partie de la littérature (Tableau 2) sur trois instruments selon plusieurs critères proposés par Vogl et al. (2018) tout en soulignant les

besoins d'analyse des interactions entre ces différentes politiques. Faire évoluer les politiques après leur implémentation (en raison des effets d'aubaine ou d'ne faible efficacité) peut en effet réduire la confiance des acteurs en la capacité de 'Etat à soutenir d'autres politiques publiques sur le temps long.

Cette synthèse met en évidence le besoin d'une attention particulière à chaque situation pour adapter au mieux les incitations à la décarbonation. La proposition de diversifier les types de soutien accordés découle de réflexions antérieures sur la nécessité de disposer d'une boîte à outils plus complète pour stimuler le déploiement rapide de technologies innovantes

Tableau 2 Etudes sur les mesures accompagnant la décarbonation des industriels

Achats publics bas-carbone	Philibert et al., 2019 ; Bataille et al., 2018, Logfren et al., 2021, Singh et al., 2021
Fiscalité avantageuse pour l'électricité	Boer et al., 2020 ; Singh et al., 2021
CBAM	Furzyfer del Rio 2022, Bataille et al., 2018, Rissman et al., 2020
Standard carbone pour les biens ou labellisation de biens verts	Philibert et al., 2019, Singh et al., 2021, Bataille et al., 2018, Rissman et al., 2020
Soutiens à l'investissement	Hafner et al., 2022, Sovacool et al., 2021
Aides aux OPEX	Lofgren et al., 2021
Stratégie d'électrification	Bataille et al., 2018
Réduction des allocations gratuites	Zier et al., 2021
R&D sur l'électrification	Boer et al., 2020, PitzPaal et al., 2022

Tableau 3 Évaluation de trois politiques publiques de décarbonation

	Efficacité	Rendement	Faisabilité	Équitable
CfD	Rend de nouveaux projets rentables. Efficace si suffisamment de projets pour créer un marché sont financés, mais pas plus. Effet levier en améliorant les conditions de financement. Couvre le prix du carbone, mais peut ne pas être suffisant pour permettre une électrification.	Important si Appel d'Offres. Faible si cout du CO_2 réussit finalement à transiter (marché vert qui se crée plus rapidement qu'anticipé)	Doit être articulé avec la fin des quotas gratuits Complexe de mettre aux enchères si peu de compétition au niveau national ou UE Doit être aligné avec les trajectoires sectorielles Doit inclure des clauses de revoyure selon l'évolution des marchés.	Faible. Inégalités selon région et disponibilité d'électricité par exemple. Un appel d'offres renforcera la position de l'acteur en meilleure santé avec meilleure offre. A priori, non neutre en termes de technologie considérée
Quotas de biens verts adossé à un marché de	Prix du certificat va suivre un cours du marché avec donc une faible visibilité* Moins efficace, à mettre en place dans un second temps, mais nécessaire sur le long terme.	Complexe à mettre en place, mais permet de dissocier production et consommation, et donc de couvrir tous les marchés. Permet	Permet de garder la structure des marchés et de passer la surprime au producteur vert. WTO voudra étendre que le	

certificats d'émissions		d'éviter les effets d'éviction. Marché d'échange flexible.	système soit étendu au monde entier. Nécessite une autorité.	
Demande publique	Stabilité de long terme qui encourage un first mover Ne couvre pas l'ensemble des secteurs donc peut impliquer un effet d'éviction (le BTP utilise déjà principalement de l'acier recyclé).	Efficace si stimule les marchés internes et permet de bénéficier des splill-over.	Potentiellement complexe, un grand nombre de paramètres à fixer. Nécessité de mettre en place des quotas ou des seuils, complexe à fixer.	Impactera de façon disproportionnée les secteurs du bâtiment par rapport à d'autres industries

E. Les freins, solutions et moteurs de la décarbonation

Dans cette partie, nous utiliserons une nouvelle décomposition des émissions de CO_2 dans l'industrie. Appelée équation de Kaya, cette méthode, basée sur des indicateurs physiques, permet d'introduire les principales solutions de décarbonation :

$$CO2 = \sum_{\substack{biens\ i\ ,\\ énergies\ j}} \overbrace{Demande}^{\text{Demande}} * \overbrace{\frac{Demande_{bien\ i}}{Demande}}^{\text{Efficacité en matériaux}} * \overbrace{\frac{Matériaux_{bien\ i}}{Demande_{\ bien\ i}}}^{\text{Efficacité Energétique}} * \overbrace{\frac{Energie_{bien\ i\ énergie\ j}}{Matériaux_{\ bien\ i}}}^{\text{Intensité Carbone}} * \frac{CO2_{bien\ i,énergie\ j}}{Energie_{bien\ i\ énergie\ j}}$$

Cette décomposition en flux physiques présente plusieurs avantages par rapport à celle fondée sur la valeur ajoutée. Tout d'abord, en s'appuyant sur la demande (plutôt que sur la valeur ajoutée, elle permet une modélisation bottom-up facilitant l'intégration des considérations technologiques. De plus, cette décomposition est robuste dans le temps. Enfin, cette décomposition en quatre paramètres accorde une importance particulière aux besoins en aval de l'utilisation d'un produit manufacturé. L'idée sous-jacente est que la pression de décarbonation agira de façon potentiellement non uniforme sur les différents secteurs de la société, mais de manière universelle sur ces derniers. On suppose qu'il une élasticité entre l'intensité carbone d'un besoin et sa demande, ce qui influencera donc la production industrielle. Ainsi, la littérature identifie des travaux portant sur chacun de ces paramètres de manière séparée. Ce qui nous permet de dresser le tableau suivant, regroupant tous les mécanismes influençant cette équation de Kaya.

Énergie Spécifique	Niveau de production
Efficacité Énergétique	Efficacité en Matériaux
• Améliorations des procédés • Valorisation de la chaleur fatale • Électrification des procédés	• Réduction de la masse du produit • Réutilisation sans recyclage • Taux de Matière Première de Recyclage • Extension de la durée de vie

	• Optimisation des procédés consommateurs de bien • Modification du produit, écoconception
Intensité carbone	Évolution de la demande
• Verdissement du vecteur gaz o Hydrogène, Biométhane • Décarbonation de l'électricité • Réduction des fuites de méthane • CCS	• Sobriété • Développement économique • Démographie • Utilisation des produits plus intenses • Économie de la fonctionnalité

Complémentaire d'une vision en analyse du cycle de vie, cette décomposition se base sur une unité fonctionnelle de base : le besoin auquel une organisation va répondre grâce à un bien. Pour diminuer l'impact carbone d'un bien, on peut s'attacher à réduire l'utilisation d'énergie pour sa conception (*efficacité énergétique*), ou faire évoluer l'intensité carbone d'une énergie (*intensité carbone*). Mais, il est également possible de réduire la quantité de matériaux nécessaire pour répondre à un besoin avec le même bien (*efficacité en matériaux*) en allégeant une structure ou en diminuant les pertes. Finalement, le lien entre besoin et bien peut évoluer : un bien peut être utilisé de façon plus intense via son partage. La *sobriété* ou l'évolution globale des besoins dépendra également de notre niveau de vie ou de la démographie. Cette représentation ne le met pas en évidence, mais elle renforce l'importance des effets de structure qui ont trait au produit : substitution d'un bien par un autre ou passage d'une énergie à l'autre.

a) Les solutions technologiques de décarbonation

Efficacité énergétique

Le terme d'efficacité énergétique recouvre l'ensemble de solutions, généralement matures, permettant de diminuer la consommation d'énergie d'un procédé. En combinaison avec un cadre de politique industrielle européenne axé sur l'utilisation efficace de l'énergie (ODYSSEE-MURE, 2019), les prix élevés de l'énergie ont été l'un des principaux moteurs des gains d'efficacité réalisés dans le secteur industriel de l'UE, réduisant son intensité énergétique de 38 % entre 1990 et 2016. Ces améliorations résultent de l'optimisation des procédés, du contrôle-commande, de l'optimisation des flux énergétiques au sein des usines, de l'utilisation de matériels avec moins de pertes ou d'optimisations thermodynamiques.

Toutefois, un examen détaillé des installations industrielles en Europe, révèle un contraste marqué entre les différentes usines. Dans leur analyse des améliorations de l'efficacité énergétique du secteur européen de l'acier, Morfeldt et al. (2014) montrent que certaines

entreprises ont récemment repoussé les frontières des meilleures pratiques techniques, creusant ainsi l'écart entre les pays de l'Union européenne. Bien qu'il soit impossible de généraliser ces conclusions à tous les secteurs, les données historiques agrégées concernant les gains d'efficacité dans des secteurs spécifiques permettent d'estimer cet effet dans d'autres industries.

Les études sur les potentiels restants de mesures d'efficacité énergétique suggèrent un plus grand potentiel d'économie d'énergie pour les activités industrielles à forte consommation d'énergie et à fortes émissions, avec des potentiels estimés entre 10 et 25 % (Akashi et al., 2015 ; Beer et al., 2013 ; Chan, 2015 ; Thiede et al., 2013, Trianni et al., 2013 ; JRC, 2018 et AIE-ETP, 2020). Ces études se concentrent sur la mise en place des meilleures techniques disponibles (MTD), mais rencontrent généralement des difficultés à estimer la part des installations ayant déjà mis en place des mesures d'efficacité énergétique, ainsi que les gisements restants. En effet, certaines technologies sont déjà répandues en Europe et le potentiel pourrait être bien plus faible, compris entre 8 et 15% (Knoop, 2016).

L'exemple de l'industrie du ciment est bien documenté en France. Selon l'ADEME, seulement 50 % des installations production utilisent le procédé le plus performant : la voie sèche avec précalcinateur. Toutefois, ces installations représentent 60 % de la production, et la mise à niveau des autres procédés de fabrication ne permettrait qu'une diminution totale des émissions de CO_2 d'environ 20 %.

Dans plusieurs secteurs, les limites de l'efficacité énergétique deviennent apparentes à mesure que les thermodynamiques sont approchées. Sur la Figure.36, on peut observer l'évolution de l'énergie nécessaire pour synthétiser de l'ammoniac (vaporeformage du gaz naturel suivi du procédé Haber-Bosch) au cours des 70 dernières années. Cette consommation a diminué, passant du charbon au gaz dans les années 1970, de 60 GJ/t à environ 35 Gj/t. Aujourd'hui, les usines européennes les plus performantes se sont rapprochées du minimum thermodynamiquement nécessaire (23 GJ/t) et ne consomment plus que 28,5 GJ/t. Cependant, cette diminution a stagné depuis 1990, laissant peu de nouvelles perspectives d'améliorations.

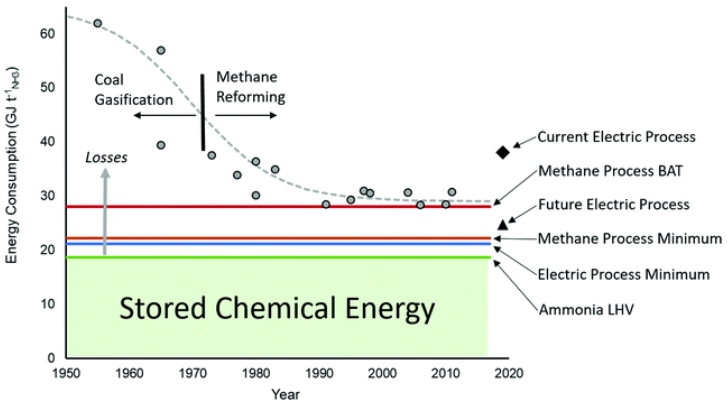


Figure.36 Évolution des procédés de synthèse de l'ammoniac (Li, 2019)

On observe cette tendance dans de multiples secteurs, notamment l'acier (EUROFER,2018) et l'aluminium (VAC, 2019). Cette perspective confirme bien que la seule efficacité énergétique, même lorsqu'elle optimise les procédés actuels, notamment dans les IGCE, ne suffira pas à atteindre les objectifs carbones ambitieux qui leur sont fixés. Par conséquent, se concentrer dans la prochaine décennie uniquement sur l'amélioration de l'intensité énergétique dans ces industries pourrait entraîner un verrouillage technologique. En effet, la neutralité en carbone ne peut pas être atteinte avec les procédés actuellement utilisés

Récupération d'énergie

La réduction de la quantité de chaleur excédentaire produite par les différentes étapes de la production et libérée par le flux d'échappement est essentielle pour accroître l'efficacité carbone des processus actuellement utilisés. En effet, l'industrie génère d'importants volumes de chaleur dite fatale, qui est contenue dans les buées issues des sécheurs ou qui provient du refroidissement des produits qui ont été chauffés pour être transformés ou des compresseurs des groupes froids. Toute chaleur rejetée à l'extérieur représente une perte, augmentant ainsi la consommation d'énergie par rapport à l'optimum théorique.

La récupération de la chaleur fatale est l'une des options les plus discutées dans tous les secteurs pour réduire les émissions. Comme le suggèrent diverses sources, la chaleur récupérée peut être utilisée en interne pour d'autres étapes du processus ou vendue à des consommateurs externes. Une autre option pour récupérer la chaleur est l'utilisation de pompes à chaleur industrielles électriques à haute température, qui permettent de transférer de la chaleur à basse température vers des flux à plus haute température. L'intégration de la chaleur fatale nécessite cependant une adéquation entre la source et le besoin, tant au niveau géographique que temporel.

Électrification

De nombreuses technologies électriques sont déjà matures et permettent des gains significatifs dans la consommation d'énergie par rapport à leurs équivalents fossiles. Lorsque l'électricité est largement décarbonée, comme en France (émissions en moyenne sept fois inférieures à celles du gaz), ces gains peuvent être extrêmement importants, comme le montre le Tableau 4. Cependant, bin que ces technologies soient industrialisées dans certains segments industriels, elles ne sont pas toutes prêtes pour un déploiement dans d'autres secteurs, ni à toutes les échelles de puissances (Figure 38). Par exemple, la torche à plasma, est utilisée dans des applications spécifiques, notamment dans le traitement de l'acier, mais son utilisation dans l'industrie du ciment n'est pas encore jugée comme mature (Rissman et al., 2020).

Tableau 4. Technologies matures de décarbonation (CEREN, ADEME,2020 ; Berenschot,2017 ; Brolinj,2017 ; EPRI, 2009 ; Gellings, 2009, Schûwer 2018 ; Wei, 2019 ;Madeddu, 2018 ; Wiertzema,2020 ;Lechenböhmer, 2019 ; Atuonwu, 2019 ; Jiang, 2022 ; Electrotechnologies , 2018 ; Antuonwu et al., 2021))

Technologie	Gain de consommation spécifique potentiel	Température max °C	Exemple de procédés utilisés actuellement
Four à résistance	-10% / -30%	>1250°C	Chauffages liquides
PAC	-60% / -75%	100-200°C	Chauffages locaux
Conduction	-15% / -34%	>1250°C	Réchauffage métaux
Induction	-15% / -53%	>1250°C	Réchauffage métaux
Infrarouge	-25% / -34%	1000°C	Séchage (papier)
Arc	-36% / -22%	1300°C	Fusion métaux
UV	-50% / -24%	500°C	Séchage
Micro-ondes	-15%	500°C	Séchage
Plasma	-20% / -15%	1400°C	Aciéries, Verre

Une étude de l'ADEME estime le gisement technique d'électrification à partir des technologies déjà matures dans l'industrie française à 21 TWh, permettant de remplacer 33 TWh de combustibles fossiles. Cela équivaudrait à éviter entre 8 et 12 Mt CO_2, soit une réduction de 11% des émissions de GES (ADEME, 2020). Toutefois, bien que l'électrification permette des économies d'énergies substantielles, par exemple en éliminant les pertes de chaleur dans les fumées de combustion et son coût élevé ne permet pas aujourd'hui un déploiement à grande échelle.

Les pompes à chaleur (PAC) occupent une place particulière dans l'électrification des procédés industriels. Leur potentiel est limité par leur température maximale actuelle (80°C, avec des attentes à 120-140°C à court terme et jusqu'à 200° à long terme), mais leur coefficient de

performance (COP) permet des réductions de consommation énergétique extrêmement significatives, pouvant atteindre 50 à 75 % selon le niveau de température (Figure 37).

Une scénarisation technico-économique a estimé que les PACs pourraient remplacer 16 TWh de gaz par 4 TWh d'électricité dans les industries agroalimentaires françaises, entraînant une réduction de 20 % des GES, soit une réduction de 3 Mt CO_2 (Seck et al., 2014). Cependant, cette évaluation semble plus optimiste que celle de l'ADEME-CEREN, qui estime le potentiel des PACs dans toute l'industrie à 9 TWh de combustibles remplacés par 2,6 TWh d'électricité. Les estimations courantes pour les PACs Très Haute Température (THT) montent à l'équivalent de 10 à 20 TWh d'électricité (Marina et al., 2021 ; Kosmadakis et al., 2019, Zühlsdorf et al., 2019 ; Schlosser et al., 2020).

Des perspectives d'amélioration importantes pour les PAC sont envisageables à court, moyen et long terme. L'utilisation de cycles transcritiques permet de significativement améliorer le COP pour des augmentations de température jusqu'à 80K (Kaida et al., 2020 ; Adamson et al., 2022**)**. Le couplage des PACs avec des systèmes de compression mécanique de vapeur (CMV) permettrait également la production de vapeur, répondant ainsi aux besoins de nombreuses industries. Les CMV fonctionnent sur un principe similaire aux pompes à chaleur, permettant d'augmenter les niveaux de température de flux de chaleur fatale. Installées sur les circuits d'eau des procédés comme fluides, elles peuvent produire de la vapeur haute température à partir de condensats, de buées ou de vapeur basse pression (Zühlsdorf et al., 2019 ; Wilk et al., 2019; Wolf et al., 2012).

L'intégration des PACs et des CMV au cœur des procédés en cycle ouvert peut s'avérer complexe, car elle nécessite des ajustements des équilibres thermiques au sein d'un site industriel. De plus, le développement d'équipement de hautes puissances demandera un temps significatif (AIE, 2018 ; EHPA, 2022). Les procédés nécessitant des températures inférieurs à 140°C sont communément classé au niveau de maturité technologique TRL 9 , ceux jusqu'à 180° à TRL 6 et ceux au-delà à TRL 4 (Maruf et al. 2018). Des travaux de recherche et de développement visent à atteindre des températures encore plus élevées, et il est estimé qu'il sera possible de fournir de la chaleur jusqu'à 300°C d'ici 2035 (Stathopoulos et al., 2023).

Cependant, ces températures élevées nécessiteront des gisements de chaleur fatale disponibles, et le COP diminuera nécessairement à mesure que la température souhaitée augmente. En attendant, il est possible de combiner une PAC avec une chaudière électrique pour les derniers incréments de température, bien que cela se fasse au détriment du rendement. De manière générale, l'installation de PAC ou CMV dans les procédés industriels nécessitera des études spécifiques qui ralentissent leur déploiement. La conception spécifique pour optimiser les performances aux températures nécessaires, ainsi que les flux de chaleur

fatale disponibles, limite les possibilités de déploiement massif et rapide (Marina et al., 2021, Figure 38).

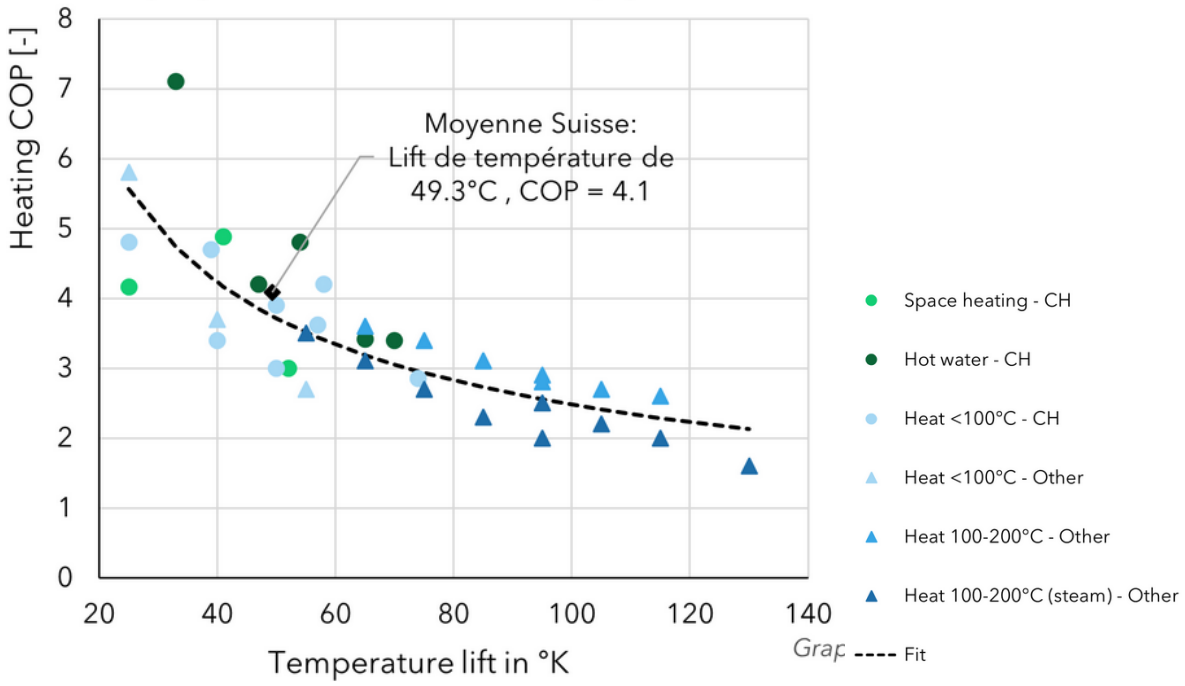


Figure 37 Coefficient de Performance de PAC industrielles installées. Arpagaus 2018

Les fours électriques fournissent de la chaleur par convection normale, ce qui est comparable au chauffage par combustibles dans toutes les plages de température. En outre, des technologies électrothermiques plus avancées existent, telles que le rayonnement électromagnétique sélectif, les micro-ondes, les infrarouges, les ondes radio, la lumière ultraviolette, l'induction, les faisceaux d'électrons, les arcs électriques et le plasma, permettant de générer de la chaleur à toutes les températures.

Le chauffage résistif ou ohmique consiste à faire passer du courant à travers un élément de chauffage (résistance) ou à travers le matériau d'intérêt, qui s'échauffe par effet Joule. Cette technologie est largement répandue et utilisée pour le chauffage des liquides et des gaz, ainsi que pour la fonte de métaux et de plastiques. Des températures allant jusqu'à 1100°C, voire 1800°C, peuvent être atteintes en fonction des éléments chauffants utilisés (Zaini et al.,2023).

Le chauffage par induction utilise un champ magnétique appliqué à un matériau pour convertir les courants électriques radiofréquences (RF) induits en chaleur, l'augmentation de la température dépendant de la susceptibilité magnétique du matériau. Le chauffage par induction présente l'avantage de chauffer localement des substrats catalytiques avec des taux de réaction plus élevés et des réacteurs plus petits. Il permet également de générer de la chaleur de manière plus uniforme, réduisant ainsi les temps de démarrage et facilitant un

fonctionnement plus flexible. Par exemple, le chauffage inductif a été appliqué aux systèmes de vaporeformage pour la production d'hydrogène, utilisant des particules magnétiques et catalytiques, et pouvant atteindre une efficacité énergétique comparable à celle obtenue avec des combustibles fossiles (Hagedorn et al., 2021; Lucia et al., 2015). Il est également utilisé dans les industries de l'acier, de l'aluminium et du cuivre. La génération de chaleur au sein du matériau élimine les pertes liées aux transferts de chaleur, permettant d'atteindre des efficacités intéressantes, mais qui varient fortement en fonction de la géométrie et de l'application (Lupi et al., 2017 ; Nacke et al., 2018).

De même, le chauffage par micro-ondes applique un rayonnement à un solide sensible, provocant un chauffage volumétrique. Comme le chauffage inductif, les micro-ondes permettent un chauffage ciblé et localisé. Cela présente des avantages importants, notamment la focalisation sur les réactions souhaitées, avec un temps de réponse très rapide par rapport au chauffage conventionnel. Cela offre également des opportunités intéressantes pour explorer les cycles thermiques forcés ou pour introduire de la flexibilité dans le système électrique. Cependant, les applications actuelles à l'échelle du mégawatt sont rares, avec des exemples tels que la production d'esters à partir d'huiles et d'alcools usagés.

Le chauffage par infrarouge est déjà utilisé, par exemple, dans l'industrie alimentaire pour le séchage et dans l'industrie automobile pour le durcissement des peintures, offrant des possibilités de température et de gradients de température précis et contrôlés. L'utilisation de l'électricité dans les séchoirs à infrarouge pour le séchage du papier pourrait ainsi augmenter, remplaçant en partie le séchage au gaz, avec le séchage par impulsion électrique. Son efficacité varie grandement selon les caractéristiques du matériau (émissivité), mais il est envisagé dans le secteur de la transformation du bois ou des plastiques (Linteris et al., 2012 ; Dupleix et al., 2013)

Les torches à plasma, qui génèrent de la chaleur grâce à un arc électrique dans un gaz ionisé, peuvent atteindre des températures supérieures à 3000°C et sont utilisées pour le traitement des déchets ainsi que dans des domaines spécialisés de l'industrie sidérurgique. Leur efficacité, oscillant entre 40 et 80%, ainsi que leur durée de vie limitée et les besoins importants en refroidissement, peuvent rendre leur intégration complexe (Withelmsson et al., 2018). Cette technologie a été envisagée pour l'électrification du secteur cimentier (Chen et al., 2008 ; Rao et al., 2013)

La technologie de l'arc électrique est utilisée depuis longtemps dans la production d'acier à partir de ferrailles, dans les fours à arc électriques (EAF). Les technologies électrothermiques offrent un avantage par rapport aux systèmes de chauffage traditionnels à base de combustibles en termes d'efficacité et de précision. Contrairement au chauffage par convection conventionnel, ces technologies électrothermiques permettent un processus de

chauffage plus contrôlé, en chauffant des zones spécifiques sans affecter les matériaux environnants. Elles sont actuellement utilisées dans des cas spécifiques où les alternatives ne sont pas viables (comme les fours à arc électrique) ou lorsqu'elles offrent des avantages significatifs, tels que qu'une augmentation de la productivité et une amélioration de la qualité des produits.

De manière générale, l'électrification des procédés nécessite une réévaluation approfondie des procédés industriels pour fournir les apports thermiques nécessaires. Le chauffage électrique exige généralement la construction de nouveaux fours en raison d'une densité énergétique plus faible par surface comparée à celle atteignable avec les combustibles fossiles (Rootzen et al., 2020). Toutefois, cette électrification permet généralement des gains d'efficacité énergétique importants, car elle peut agir de façon plus ciblée et offrir un meilleur contrôle du procédé (Atuonwu et al., 2021). En effet, les procédés électriques peuvent fournir des temps de traitement plus courts (Birla et al., 2008), une flexibilité opérationnelle accrue (Sakr et al., 2014) et une répartition volumétrique plus maîtrisée et sélective (Varghese et al., 2014 et Ramaswamy et al., 2008).

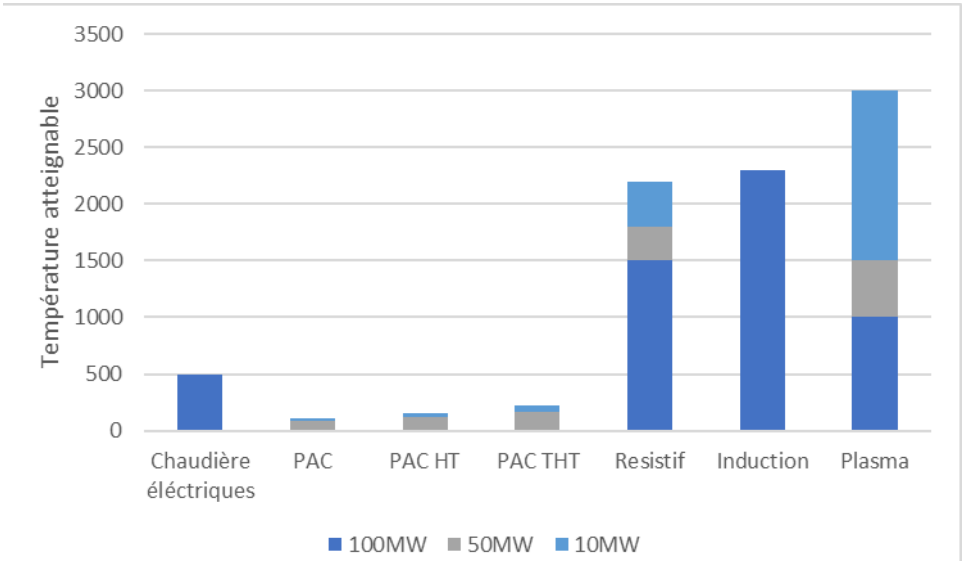


Figure 38 Températures atteignables selon la puissance des équipements

Hydrogène

L'hydrogène est un vecteur énergétique versatile présentant l'avantage majeur de pouvoir être brûlé sans émissions de CO_2, tout en ayant une densité énergétique comparable à celle des combustibles fossiles. Aujourd'hui, majoritairement produit à partir de gaz naturel par vaporeformage, il pourrait demain être produit à partir d'électricité bas carbone, faisant de lui un vecteur énergétique idéal pour remplacer les énergies fossiles dans les domaines où l'électrification est complexe, voire impossible. Les modifications nécessaires pour adapter les

installations fonctionnant au gaz naturel à l'hydrogène seraient beaucoup moins lourdes que celles requises pour une électrification directe.

Plusieurs utilisations de l'hydrogène comme matières premières sont à anticiper. Combiné avec du CO_2 capté, il pourrait permettre la synthèse de carburants synthétiques pour l'aviation ou l'automobile, ou même remplacer certaines matières premières dans la production de la chimie organique (Dechema, 2017). Une production d'hydrogène sur le site industriel ou son acheminement par pipelines est aujourd'hui une solution envisagée, avec des business modèles variés.

Cependant, le remplacement du gaz naturel par de l'hydrogène comme vecteur énergétique fait face à des complexités très inégales en fonction des applications. La température de flamme de l'hydrogène étant supérieure à celle du gaz naturel, elle peut nécessiter des modifications plus profondes des installations, allant au-delà du simple remplacement des brûleurs (AIE, 2018 et Leicher et al., 2018). De plus, la combustion de l'hydrogène augmente la proportion d'eau dans les gaz d'échappement, ce qui peut être rédhibitoire pour certaines applications, notamment métallurgiques, en augmentant la formation de calamine. Les applications sensibles à la nature oxydante ou réductrice de l'atmosphère pourraient également nécessiter des modifications de procédés significatives pour permettre une transition réussie (Hy4heat, 2020).

La température élevée de combustion de l'hydrogène entraîne une augmentation significative de la production de NOx, posant des défis supplémentaires en termes de dépollution. Dans le cas des tubes radiants, l'utilisation de l'hydrogène en remplacement du gaz naturel pourrait entraîner une charge thermomécanique accrue (Karthik, 2020).

Estimer avec précision le gisement technique maximal de l'hydrogène dans l'industrie française est complexe. Le potentiel technique serait a priori extrêmement important, il n'y a que quelques usages où les propriétés de rayonnement de l'hydrogène ne conviendraient pas. Ainsi, la quasi-totalité des combustibles fossiles à usage énergétique pourrait être substituée. En s'appuyant sur des hypothèses solides à l'échelle de l'ensemble des installations industrielles, le gisement de décarbonation par adaptations du parc existant serait de 30 TWh, tandis qu'un renouvellement et une évolution des infrastructures porterait ce chiffre à 170 TWh.

L'hydrogène représente un pari technologique qui pourrait rendre pertinents les scénarios de de transition utilisant le gaz comme solution intermédiaire. Cette approche éviterait le lock-in des infrastructures actuellement en développement, permettant des adaptations progressives du gaz naturel vers l'hydrogène, parallèlement au déploiement de la production d'hydrogène par électrolyse. Toutefois, la complexité de sa production et de son transport

ferait de l'hydrogène une ressource rare et chère, a priori limitée aux sans applications où l'électrification directe n'est pas envisageable.

Carbon Capture & Storage (CCS)/Utilisation (CCU)

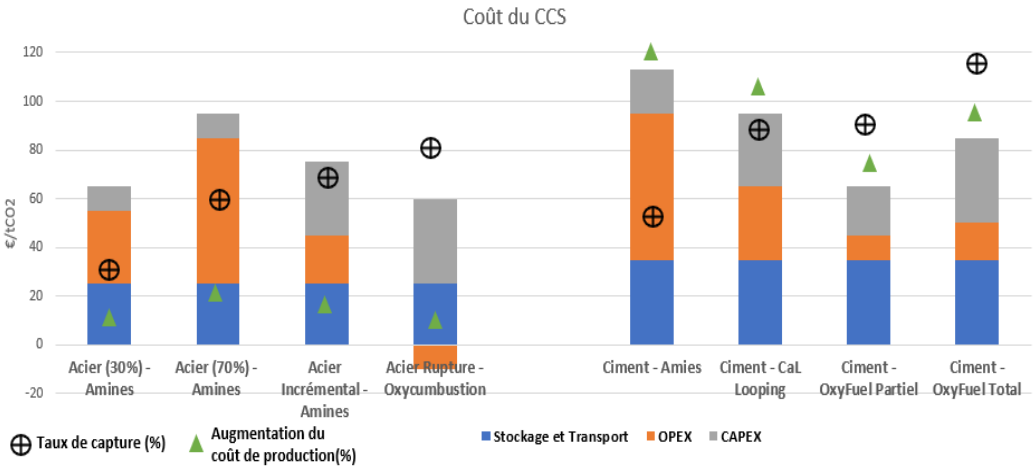


Figure 39 Coût de capture du CO_2 selon les scénarios d'implantation (ECRA, AIE, Junkie, Chalmers, DMX, Gardarsdottir, Leeson,2017)

La capture et séquestration du carbone (CCS) consiste à capter le CO_2 contenu dans les fumées d'un procédé industriel, à l'extraire et à le stocker de manière fiable sur de longues échelles de temps. Le CCS apparaît comme une technologie prometteuse pour réduire les émissions industrielles, en permettant d'atteindre la neutralité carbone sans nécessiter de modifications majeures des procédés existants. Cette technologie est particulièrement intéressante pour les secteurs avec des émissions de procédés incompressibles, tels que l'industrie du ciment ou la production d'hydrogène à partir de gaz naturel.

En présence de suffisamment d'incitations, le CCS pourrait être appliqué à des émissions biogéniques, permettant ainsi de générer des émissions négatives via le BECCS (*Bio-Energy with CCS*). Ce procédé extrairait du carbone du cycle naturel pour l'entreposer sur des périodes plus longues. Cela pourrait, par exemple, concerner l'industrie papetière, qui utilise beaucoup de biomasse sous forme de liqueur noire. Aujourd'hui, la quasi-totalité des scénarios visant à limiter le réchauffement à moins de 2°, analysés par le GIEC, accordent une part importante au BECCS à l'horizon 2050-2100, en tant que moyen de compenser les émissions résiduelles d'origine fossile pour atteindre la neutralité carbone.

Plusieurs technologies existent pour capter le CO_2 dans les fumées :

(i) **Les procédés aux amines (post-combustion)**, où le CO_2 se dissout dans des solvants, qui sont ensuite régénérés par chauffage.

(ii) **L'oxycombustion**, où la combustion a lieu dans un milieu sans azote en présence d'oxygène pur, augmentant ainsi la concentration en CO_2 des fumées.
(iii) **La liquéfaction du** CO_2 **par cryogénie**.

Chacune de ces méthodes a des profils de consommation en énergie variés, impliquant des besoins différents en électricité et chaleur. Selon les sites où elles seront implémentées et la chaleur fatale potentiellement valorisable, il sera possible d'atteindre des taux de capture de CO_2 de 30 à 90 %, avec des coûts marginaux croissants (Figure 39). Ainsi, dans l'industrie sidérurgique, avec un procédé aux amines, passer de 30% à 70% de capture augmenterait le coût de la capture d'environ 50%.

Les estimations techniques du potentiel de capture et de séquestration du carbone (CCS) en France sont nombreuses, mais plusieurs obstacles subsistent, tels que la réglementation, les synergies, la gouvernance nationale et internationale, la mise en place des infrastructures et, pas des moindres, l'acceptabilité sociale. En France, le gisement des émissions pertinentes à capter est estimé autour de 20M t CO_2 en 2050, en tenant compte des évolutions des émissions, notamment la fermeture des centrales à charbon et des installations de production d'ammoniac par vaporeformage du gaz naturel. Ce potentiel est principalement concentré dans les secteurs de la sidérurgie et du ciment, qui présentent l'avantage de proposer des sources concentrées facilitant la capture du CO_2.

Quant à l'utilisation du CO_2 (CCU, *Carbon Capture and Utilization*), elle désigne principalement sa recombinaison avec de l'hydrogène pour créer des précurseurs de plastiques ou des carburants synthétiques. Les trajectoires potentielles pourraient être gigantesques en Europe, tant en volumes de CO_2 captés qu'en consommation électrique nécessaire pour produire l'hydrogène. Toutefois, si les biens produits par cette filière ne sont pas durables, le CCUS (Carbon Capture, Utilization, and Storage) ne fait que déplacer les émissions d'un secteur à un autre (d'une usine vers un produit qui sera ensuite brûlé de manière diffuse). Bien que le CCUS représente l'une des rares opportunités pour l'industrie chimique qui doit sourcer son carbone, il sera nécessaire, pour fermer le cycle du carbone, de recourir de manière importante aux émissions fatales de procédés (comme la décarbonatation du calcaire), aux émissions liées à la combustion de combustibles biogéniques, voir à la capture du CO_2 dans l'air (DAC- *Direct Air Capture*).

Biomasse

La biomasse énergie désigne un ensemble de combustibles variés issus de sources biogéniques (plaquettes forestières, déchets agricoles, coproduits industriels, déchets…) et pouvant être transformés (biogaz, biocarburants, biochar…). Elle pourrait permettre, sous certaines hypothèses de soutenabilité, de décarboner facilement de nombreux procédés thermiques en remplaçant les combustibles fossiles classiques. Il serait ainsi possible de

conserver les procédés et équipements traditionnels, tout en utilisant combustibles dont la neutralité carbone est assurée dès l'achat. En raison de sa faible densité énergétique, de son efficacité de combustion relativement basse et de son taux d'humidité élevé, la biomasse doit généralement être transformée pour pouvoir être utilisée efficacement (Mousa et al., 2016).

Les procédés de valorisation de la biomasse varient selon la nature de celle-ci (ligneuse, contenu en sucre, pourcentage d'humidité), les produits obtenus et le rendement énergétique de la transformation. Ils sont classés en 4 familles :

1. **La conversion thermochimique** (Gao et al., 2021), principalement pour la biomasse sèche et ligneuse : liquéfaction, pyrolyse, gazéification, combustion.
2. **La conversion biologique** (Wang et al., 2018) pour la biomasse humide et riche en sucres : fermentation et digestion.
3. **La conversion physicochimique** (Kumar et al., 2018), une voie plus récente et souple dans ses entrants qui pourrait offrir de hauts rendements de transformation : hydrolyse, torréfaction, carbonisation hydrothermale.
4. **La conversion physique** : pelletisation et distillation.

Il existe une très grande variété de biomasses, englobant l'ensemble des produits bruts et transformés. La biomasse, incluant le bois-énergie, le biogaz et l'ensemble des produits énergétiques à base de biomasse, pourrait représenter 300 TWh en France d'ici 2050 (ADEME, 2022). Les allocations pour le secteur industriel varient de 30 à 70 TWh selon les différents scénarios (ADEME, SNBC et les précédentes PPE).

Toutefois, une simple comparaison des différents scénarios énergétiques à cet horizon montre qu'elle ne pourra satisfaire tous les usages attendus. Les utilisations en tant que matière première, permettant de stocker du carbone, sont nombreuses (bois de construction, bioénergie avec captage du CO_2, utilisation croissante des emballages papiers plutôt que plastiques). La tension sur cette ressource, au cœur de multiples conflits d'usage, pourrait être exacerbée par le changement climatique qui limiterait la production potentielle, tandis qu'une bonne gestion des forêts est un prérequis pour que les puits de carbone atteignent leur objectif, nécessaires à la neutralité carbone.

La chimie compte également sur ces ressources pour biosourcer ses produits, tout comme le secteur des transports, notamment aérien. Au sein des utilisations énergétiques, les sources de biomasse pourraient être orientées vers un verdissement du gaz à l'échelle nationale ou transformées et dirigées vers des procédés industriels. Seule une gouvernance centralisée permettra de définir une telle hiérarchie et de prioriser les usages vers les secteurs les plus difficilement « décarbonables », d'où la nécessité de construire une Stratégie Nationale de Mobilisation de la Biomasse en France.

L'augmentation de l'exploitation de ce gisement se fera en parallèle de la définition de critères de durabilité, tant pour la production locale que pour les importations, ce qui limitera la quantité de biomasse disponible. A court terme, on peut anticiper un remplacement des chaudières à charbon et à fioul par de la biomasse, conformément aux incitations des pouvoirs publics. A plus long terme, la biomasse devrait être privilégiée pour des procédés difficilement « décarbonables » où sa valeur ajoutée sera plus grande. Cette ressource présente ainsi de nombreuses difficultés dans sa prise en compte, en raison des nombreuses transformations qu'elle peut subir et de la concurrence entre les différents secteurs qui comptent sur elle pour se décarboner.

Efficacité matière et flux circulaires

Une première stratégie de décarbonation pour un industriel peut reposer sur l'efficacité matière. Celle-ci limite les évolutions de procédés à mettre en place, se concentrant principalement sur des pratiques telles que l'éco-conception des produits. En effet, l'éco-conception vise à minimiser l'utilisation de matériaux, regroupant diverses approches plus ou moins faciles à mettre en œuvre. Un exemple éclairant d'une première implémentation est la réduction de la quantité de matériaux utilisés dans l'industrie de la construction, notamment dans les bâtiments. Il existe une grande variété de stratégies pour optimiser la quantité de matière nécessaire : par exemple, affiner les poutres entre le rez-de-chaussée et le dernier étage ou utiliser des designs avancés de poutres (Alwood et al., 2015). Pourtant, cette optimisation est souvent sous- exploitée pour des raisons de standardisation, qui facilitent l'optimisation des supply-chain, ou à cause de pratiques usuelles et réglementaires, ainsi que des surcoûts en ingénierie. Ces potentiels d'optimisation pourraient se concrétiser alors que le prix des matériaux augmente à la suite de leur décarbonation. Des réductions de l'ordre de 30 % sont communément estimées (Bataille et al., 2018 ; Material Economics, 2018 ; Dahen et al., 2018).

Il serait également possible de faire évoluer le taux de ciment dans le béton ou le taux de clinker dans le ciment, qui sont actuellement surdimensionnés pour de nombreux usages. Grâce à une meilleure association avec des agglomérats, il serait possible d'optimiser la structure en fonction des contraintes réelles que devra supporter le bâtiment (UN Environnement, 2018).

Une seconde approche de l'efficacité matière est la réduction des pertes de fabrication. Par exemple, 90 % de l'aluminium consommé par l'industrie aéronautique finit en « swarf » (copeaux) qui devront être refondus (Alwood et al., 2012), néanmoins ces gisements sont très incertains et complexes à catégoriser techniquement et économiquement.

Une autre implémentation du concept d'efficacité matière est l'augmentation du taux d'insertion de matière première recyclée (ADEME, 2020 ; Neuhoof et al., 2014). Les matériaux

propices à cette approche sont nombreux : acier, aluminium, polypropylène (PP), polyéthylène (PE) sont tous des produits à forte intensité carbone, dont les filières de recyclage sont sous-dimensionnées alors qu'elles consomment bien moins d'énergie et émettent moins de carbone que les filières primaires (Enkvist, 2019). Un des principaux enjeux pour le développement du recyclage est la limitation de la contamination de ces matériaux lors de leur transformation, ce qui limite leurs caractéristiques de recyclage et conduit souvent à du « *downcycling »*, où le matériau est utilisé pour un produit de moindre qualité. Une éco-conception pensée pour mieux séparer les matériaux à leur fin de vie apporterait un gisement important d'insertion de matière recyclée dans les procédés (Daehn et al., 2017). Le taux de matière recyclé est déjà élevé dans certains secteurs : 80% des cartons sont produits à partir de papiers recyclés et 66% dans l'ensemble du secteur papier-carton (FEDEREC, 2018). Cependant, ce gisement sectoriel apparaît limité pour progresser dans le futur, compte tenu des besoins en papiers blanchis. Le Tableau 5 compile les gisements techniques associés au recyclage. Le recyclage chimique des plastiques représente un espoir important, car il permettrait, en dépolymérisant les produits en fin de vie de reconstruire des plastiques avec des caractéristiques identiques, sans entraîner de « *downcycling* ».

Tableau 5 Potentiel d'intégration technique de matière recyclée pour un produit avec diminution mineure de sa qualité [1](Thunman et al., 2019, Material Economics et al., 2018 ; Allwood et al., 2016, FEDEREC, 2018, calculs de l'auteur)

Produit	% recyclée dans production actuelle	%recyclé max dans production	Réduction de consommation énergétique (recyclé/primaire)[2]	Réduction GES (Recyclé /primaire)
Acier - long	87%	95%	-65%	-83%
Acier – plat	21%	40-70%		
Aluminium	35%	100%	-80%	-94%
Papier graphique	42%	80%	-80%	+54%[3]

.

Papier hygiène	31%	75%		
Carton	92%	85%		
PVC	6%	90%	-80%	-68%
PP	7%	100%	-	-
PE	4%	100%	-	-
PET	33%	100%	-73%	-60%
PEHD	4%	100%	-75%	-59%
Verre plat	5%	70%	-54%	-65%
Verre creux	34%	75%		
Fibre de verre	71%	95%		

Bien que les gisements techniques de réduction apparaissent extrêmement importants, la prospective sur le recyclage reste complexe. Les gisements sont conditionnés par plusieurs facteurs : le volume consommé initialement, la durée de vie moyenne des produits, le taux de recyclage (part collectée) et le rendement de recyclage. Le phénomène de *downcycling* relie ces éléments de manière dynamique. On peut distinguer deux cas pratiques pour anticiper l'impact du recyclage :

- Les produits à courte durée de vie. Dans ce cas, la production est égale à la quantité de déchets produits. L'amélioration du taux de tri et du rendement de recyclage, majorée par le taux maximum d'insertion, peut modifier directement l'impact carbone du produit.
- Les produits à longue durée de vie. Les dynamiques sont ici plus complexes en raison de l'effet de retard entre production et recyclage. Si le rapport production/consommation d'un bien diminue dans le temps, la part de déchets recyclables augmente par rapport à celle-ci. A l'inverse, si ce rapport augmente, le stock de déchets recyclables ne pourra pas permettre de maintenir une part constante de matière recyclée dans la production.

Finalement, bien que la création et le développement de marchés de niche pour de nouvelles technologies et de nouveaux produits écologiques soient largement anticipés comme éléments de la transition (Grubb, 2002), l'idée que les marchés existants peuvent et doivent également être remodelés pour se conformer aux objectifs climatiques a reçu moins d'attention (Mazzucato, 2016). Cela inclut la proposition de nouvelles façons de fournir des services de manière différente ou en utilisant moins de matériaux. Ces propositions, qui rejoignent le concept d'économie de la fonctionnalité, représentent pourtant une forme d'efficacité matière en réduisant la demande de biens.

La mise en place de stratégie d'efficacité matière dépendrait principalement d'un signal prix destiné à valoriser l'optimisation des ressources en matériaux à forte empreinte carbone. Trop

souvent, ces optimisations nécessitent seulement des reconfigurations limitées du procédé ou de l'utilisation des produits et offrent pourtant des gains significatifs. La faible part du coût associé aux matériaux de base dans un produit explique également le manque de motivation des industriels à investir dans des chaînes d'approvisionnement optimisées en CO_2.

Un effort réglementaire important est identifié comme nécessaire pour éviter le downcycling, en anticipant la séparation des matériaux dès la conception des objets. Des réglementations spécifiques, telles que des poids maximums pour les voitures ou des pourcentages minimums de réutilisation et de recyclages, sont également envisagées comme des mesures efficaces (Dunant et al., 2019). Les incertitudes sur les capacités et les coûts d'exploitation de ce gisement sont nombreux, et la littérature rencontre des difficultés à distinguer les freins économiques de la mise en place de ces nouvelles chaînes logistiques des freins historiques liés à la structuration des industries (Ahman et al., 2020). Ces gisements sont également extrêmement sectoriels selon la nature des impuretés et les capacités des filières à les diluer.

Enfin, il convient de noter que l'efficacité matière sera non seulement une réponse logique au prix du carbone dans les matières premières, mais aussi la première réaction face à l'épuisement des ressources minières et des métaux nécessaires à la transition énergétique (Hache et al., 2020).

b) Solutions et tendances par secteur industriel

Une brève présentation des possibilités d'installer les solutions techniques précédemment présentées dans chaque secteur est proposée. Chaque catégorie de solution (électrification, CCS, hydrogène, biomasse) nécessite des adaptations spécifiques pour s'intégrer dans les divers procédés industriels, tout en tenant des particularités au-delà des simples besoins en température.

Sidérurgie, fonderie et transformation des métaux

La sidérurgie française est profondément intégrée dans l'économie mondiale, comme le montre la Figure 40. Elle importe 15 Mt d'acier et en produit 15,4 Mt sur le territoire national. En parallèle, 12,7 Mt de produits contenant de l'acier sont importés, tandis que 8,5 Mt sont exportées, pour une consommation intérieure s'élevant à 18,5 Mt. Ces données illustrent la complexité des chaînes de valeur des différents secteurs en aval de la sidérurgie, incluant le secteur de l'énergie, l'industrie automobile, les transports, la construction et les biens de consommation).

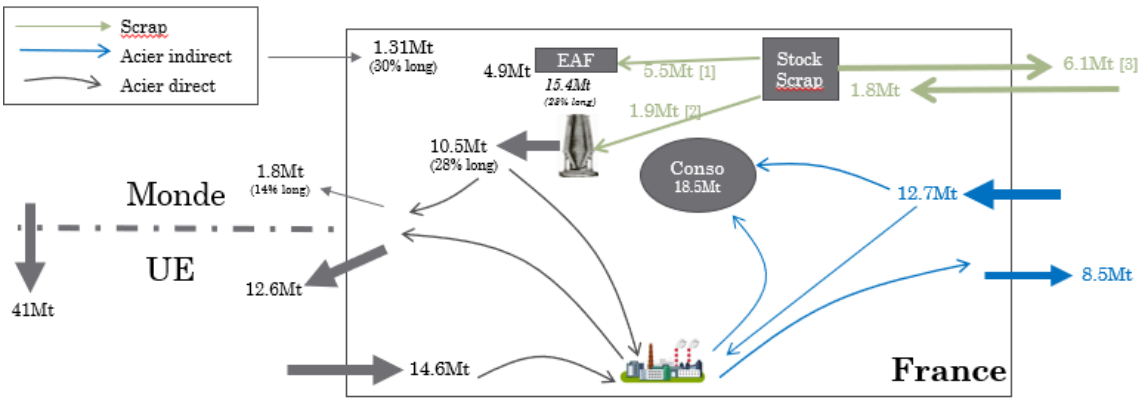


Figure 40 Flux d'aciers en 2018 (Arcelor, Sénat A3M, WorldSteel, Douanes, Prodcom)

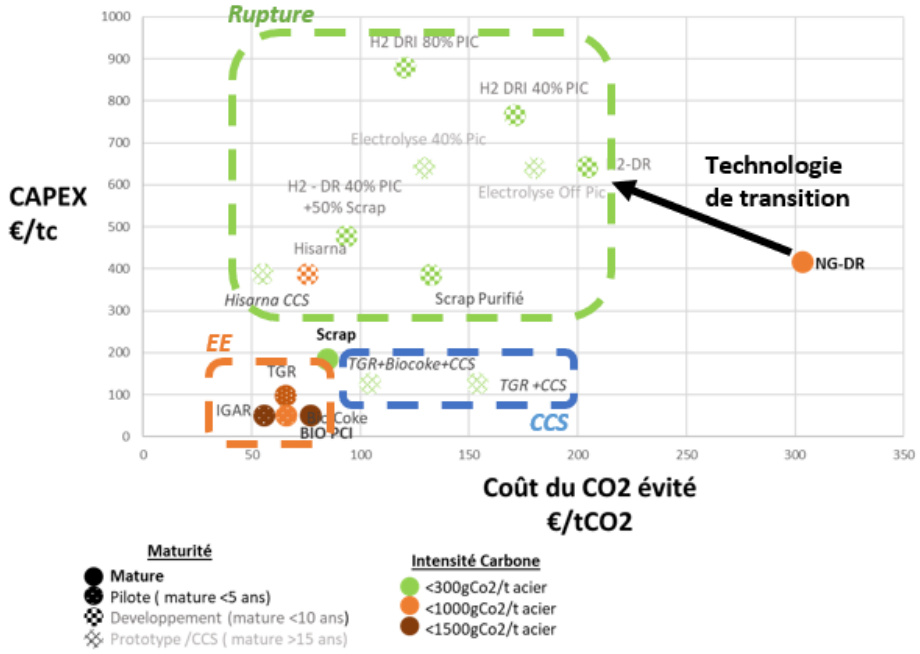


Figure 41 Technologies disponibles pour décarboner la sidérurgie

À l'heure actuelle, les hauts fourneaux sont la technologie la plus courante pour produire de l'acier primaire, avec une intensité d'd'environ 1,9 t CO_2/t d'acier brut (EUROFER, 2018). Plusieurs solutions à court terme existent pour améliorer marginalement l'efficacité énergétique de ces installations, tels que le TGR (Top Gaz recycling) et l'IGAR (Injecting gaz Afterburning reduction). La capture et le stockage du carbone (CCS), la réduction directe (DRI) et l'électrolyse sont les trois principales solutions permettant une décarbonation profonde de la production d'acier primaire.

L'électrolyse pourrait permettre de produire de l'acier à partir de minerai de fer avec des émissions proches de zéro, mais cette technologie vient seulement de quitter le stade du laboratoire (Agora, 2019). L'installation de dispositifs de capture du carbone sur les hauts

fourneaux existants ne permet pas de capturer les émissions provenant d'autres étapes du processus, telles que le sintering et la cokerie. Par conséquent, ils ne pourraient réduire les émissions que jusqu'à environ 75 %. Des taux plus élevés sont possibles avec des hauts fourneaux de nouvelle conception, tels que le procédé Hisarna (Tata Steel, 2017). Cependant, il est difficile d'estimer les coûts de cette technologie, car seule une petite installation pilote a été mise en place jusqu'à présent.

Combiné avec des solutions de substitution du charbon par des produits bio sourcés (biocoke, biopci), des taux d'abattement importants des émissions peuvent être atteints, voire une décarbonation profonde (Mousa et al., 2016 ; Jahanshahi et al., 2013 ; Norgate et al., 2012). L'utilisation de l'hydrogène pour la réduction directe du minerai de fer en combinaison avec des fours électriques à arc (H2-DRI + EAF) est une option technologique déjà disponible à l'échelle commerciale aujourd'hui. Bien que certaines modifications soient nécessaires, la technologie DRI-EAF commercialisée peut être utilisée avec de l'hydrogène (Chevrier et al., 2020). De nombreux projets européens ont annoncé leur intention d'utiliser cette technologie (Hybrit, 2020 ; Gravithy, 2023 ; Arcelor Dunkerque, 2022 ; Thyssenkrupp, 2020).

Les fours électriques à arc sont utilisés à l'échelle industrielle depuis des décennies pour refondre la ferraille et produire de l'acier secondaire recyclé. Actuellement, l'acier secondaire représente environ 38 % de la production d'acier dans l'UE (World Steel, 2019). La disponibilité de la ferraille pourrait augmenter en raison de l'ampleur des activités de construction et de fabrication de ces dernières décennies. Bien que quelques estimations suggèrent que la production secondaire pourrait couvrir l'équivalent de la production totale d'acier de l'UE en 2019 d'ici 2050 (Material Economics, 2018), la plupart des études sont plus conservatrices et prévoient plutôt une inversion des proportions entre l'acier primaire et l'acier recyclé.

Actuellement, les impuretés telles que les alliages de nickel, de cuivre et de chrome dans l'acier en fin de vie entravent sa recyclabilité (Dahen et al., 2017). L'acier secondaire est généralement de moins bonne qualité que l'acier primaire et ne peut pas le remplacer dans de nombreuses applications courantes. Par exemple, l'industrie automobile nécessite des aciers de haute qualité pour permettre l'allègement des voitures et exprime des besoins importants en acier primaire décarboné pour le futur. L'amélioration du tri, de la séparation et du traitement de la ferraille peut accroître la part du recyclage, mais cela entraîne des coûts plus élevés (Allwood et al., 2013).

Comme le concluent Chiappinelli et al. (2021), des taux de recyclage plus élevés seront nécessairement associés à une augmentation des coûts. Le déploiement de cette filière secondaire devra accompagner l'augmentation du prix de l'acier suite à la décarbonation du procédé primaire.

Le laminage est une opération en aval de la production d'acier très consommatrice d'énergie. Elle consiste à transformer les brames d'acier (100 à 300 mm d'épaisseur) en sortie de coulée continue en aciers plats roulés (1 à 15 mm). Actuellement, les puissances nécessaires, de l'ordre de 100 MW, sont généralement fournie par du gaz naturel pour atteindre les températures requises de 1250°C. Le remplacement par de l'hydrogène pour cet usage est considéré comme mature. Une électrification directe, potentiellement par induction, serait également possible, mais cette approche nécessiterait de nouvelles chaînes de production, alors qu'une simple adaptation des brûleurs serait suffisante pour le laminage.

L'industrie sidérurgique regroupe également un ensemble de procédés (recuit, trempe, revenu, étamage, affinage, galvanisation, traitement thermique, fusion pour fonte, forgeage, cémentation) destinés à conférer aux éléments métalliques leurs formes et propriétés mécaniques. Ces procédés sont associés à une grande diversité d'équipements spécifiques nécessaires pour différents volumes, géométries et températures (cubilots, fours à creuset, fours à arc électrique, fours à chambre, fours à refusion). Pour chacun de ces équipements, diverses solutions électriques peuvent être envisagées. Ces opérations sont également variées en termes de rythme (le recuit à chaud se fait de façon continue à la suite du laminage, mais peut également se faire de façon discontinue dans de petites installations) et de température (250°C à 850°C pour le recuit). Pour certaines applications, les étapes de préchauffage pourraient être électrifiées relativement facilement dans un premier temps, offrant une plus grande latitude sur la précision de la température nécessaire, sans contrainte sur l'atmosphère réductrice ou oxydante, ni sur l'homogénéité de la température au sein de la pièce. La cuisson finale pourrait continuer à utiliser les combustibles fossiles habituellement employés (Bührig-Polaczek et al., 2014 ; Layer et al., 1999 ; Dötsch et al., 2018; Wolff et al., 2014 ; Seydenschwanz et al., 2011)

Ciment

Par rapport à d'autres matériaux de base, l'intensité des émissions liées à la production de ciment est relativement faible, avec seulement 0,67 t CO_2 d'émissions par tonne de ciment. Néanmoins, les volumes élevés de production et de consommation en font le matériau de base le plus intensif en termes d'émissions dans l'UE. La part élevée de CO_2 résultant de la réaction chimique qui crée le clinker à partir du calcaire constitue un défi majeur pour la réduction de ces émissions. Pour des ratios ciment/clinker de 70 %, ces émissions liées au processus représentent 0,47 t CO_2 par tonne de ciment (Schorcht et al., 2013).

Le piégeage du carbone est donc la seule option viable pour une décarbonation en profondeur du secteur. Il existe plusieurs solutions de capture, chacune présentant différents compromis entre le taux de capture réalisable, la complexité supplémentaire du processus, l'intensité énergétique et les coûts de réduction qui en résultent (Gardarsdottir et al., 2019 ; Voldsund

et al., 2019 ; IEAGHG, 2013). Un élément important sera la disponibilité de chaleur fatale disponible sur site, qui permettra de mettre en place un premier stade de captage avec une pénalité énergétique faible (de l'ordre de 30-50 % de captage). Comme pour les autres sites industriels, l'installation de systèmes de capture du CO_2 doit généralement être accompagnée d'investissements visant à améliorer l'efficacité énergétique et à augmenter le taux de CO_2 dans les fumées, diminuant ainsi la consommation d'énergie associée. Des projets pilotes à l'échelle industrielle pour la technologie de capture du carbone sont déjà prévus ou fonctionnels en Europe (Cementir , 2023). Les nouvelles conceptions proposées dans le projet pilote LEILAC pourraient réduire les émissions jusqu'à 95 % sans augmenter sensiblement la demande d'énergie (Hills et al., 2017).

Les cimenteries jouent un rôle important dans le traitement de certains combustibles solide de récupération (CSR), tels que les solvants, les farines animales et les pneus, qu'elles seules peuvent traiter grâce aux températures élevées de leurs procédés. Elles investissement également de manière pour augmenter la part biogénique de leurs intrants énergétiques. Augmenter la part de combustibles alternatifs nécessite des adaptations des installations, principalement pour traiter les fumées (désulfurisation) et pour améliorer l'efficacité du four rotatif, vu la densité énergétique plus faible par rapport aux combustibles fossiles (Lupita et al., 2017). Toutefois, les coûts et la compétitivité de certaines formes de ressources biogéniques dépendent fortement de la disponibilité locale des ressources biosourcées.

Les cimentiers se tournent également vers l'utilisation de l'hydrogène dans les premières installations pilotes (Frangoul et al., 2021). Bien que des questions subsistent concernant les aspects économiques potentiels de la production d'hydrogène et les coûts supplémentaires associés, la pertinence de l'hydrogène pour la fabrication du clinker reste discutable. Toutefois, la biomasse et l'hydrogène pourraient constituer des solutions partielles aux émissions, sans résoudre le problème des émissions liées au processus.

Des matières premières alternatives peuvent faciliter des réductions d'émissions plus importantes si elles remplacent partiellement le clinker dans le ciment. Par exemple, les liants à base d'argile, actuellement en phase de développement précoce (Duwald et al., 2015 ; Achternbosch et al., 2019), émettent beaucoup moins de CO_2. Cependant, leur potentiel et les coûts associés demeurent très incertains, car le clinker à base de calcaire est utilisé depuis des siècles en raison de ses caractéristiques matérielles. Le remplacement du clinker par d'autres solutions peut affecter la durabilité et la résistance du ciment, limitant ainsi son applicabilité à des usages spécifiques. En outre, l'adoption de ces innovations nécessiterait un remaniement des réglementations de la construction et des changements dans les habitudes du secteur de la construction. Cela requiert une mobilisation conjointe de l'intégralité de la chaîne de valeur pour permettre à de telles solutions d'émerger. Comme l'indiquent Chiappinelli et al.(2020) les exigences relatives aux propriétés des matériaux restreignent

également l'utilisation des déchets de construction comme matière première alternative. Actuellement, le recyclage du ciment, au-delà de son utilisation comme matériau de mise en décharge ou de remplissage pour les nouvelles constructions, est négligeable (Hasanbeigi et al., 2012). Certaines options technologiques visant à récupérer les composants du clinker dans le ciment ont été explorées ces dernières années, notamment le SmartCrusher, une technologie de broyage mécanique avancé.

Chimie : ammoniac, chimie minérale & plastiques

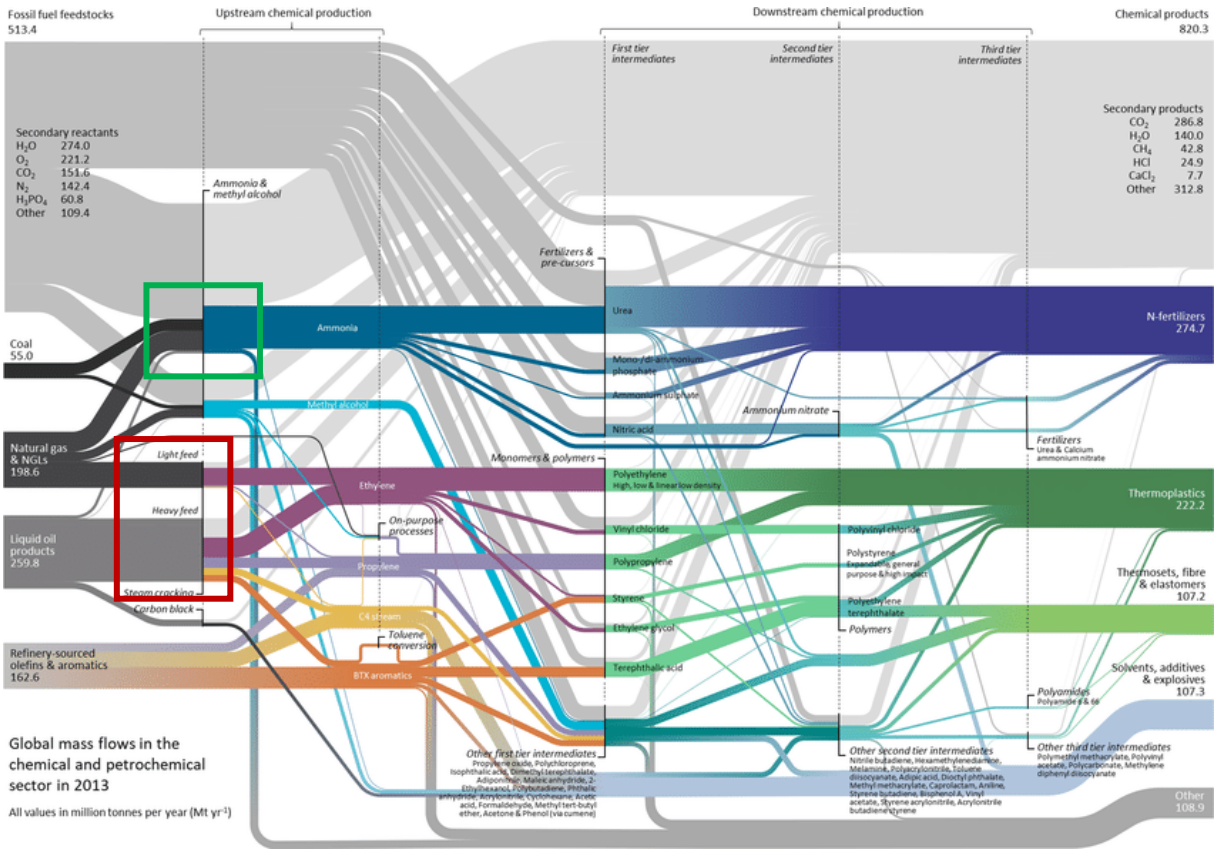


Figure 42 Diagramme Sankey des flux énergétiques dans le secteur de la chimie organique mondiale en 2013 (Levi et al.,2018)

Le propylène, l'éthylène, le chlore, le méthanol, l'urée, l'ammoniac, le benzène, le toluène, d'autres hydrocarbures aromatiques et les polymères sont tous des produits de l'industrie chimique. Les flux de la pétrochimie à l'échelle mondiale sont représentés à la Figure 42. Ceux-ci se concentrent principalement autour de deux procédés majeurs : (i) la production d'ammoniac (encadré en vert), servant de base à la fabrication d'engrais tels que l'urée et d'autres fertilisants, et (ii) le vapocraquage (encadré en rouge) où les longues chaînes d'hydrocarbures sont fragmentées pour former des produits chimiques à haute valeur ajoutée (HVC, High Value Chemicals) : Ethylène, Propylène et BTX (Benzene, Toluène et Xylène). Ces produits sont ensuite polymérisés en longues chaînes moléculaires pour former les thermoplastiques usuels, ainsi que les résines et solvants.

Les processus de production de ce large éventail de produits chimiques de base apparaissent nettement plus complexes que ceux d'autres secteurs de matériaux de base, rendant ainsi l'identification des options de réduction des émissions et leur mise en œuvre plus difficiles. En outre, la production de ces produits chimiques organiques de base repose principalement sur le carbone fossile, utilisant le pétrole brut ou le gaz naturel comme matière première raffinage (voir Figure 42).

Les émissions de CO_2 sont disséminées tout au long des chaînes de valeur. Elles proviennent des besoins énergétiques (chaleur) pour fragmenter les hydrocarbures en briques utilisables (vapocraquage), puis pour assembler ces briques en chaînes moléculaires d'intérêt (polymérisation). Elles incluent aussi les émissions de procédés chimiques et, finalement, celles liées à la fin de vie des produits lorsqu'ils sont généralement incinérés, libérant ainsi le carbone qu'ils contiennent sous forme de CO_2 (Arns et al., 2018). Sauf à supposer une très longue durée de vie aux produits issus de ce secteur ou un recyclage efficace, l'ensemble des atomes de carbone fossile entrant dans ces flux sous forme de gaz naturel ou de naphta seront inévitablement associés à des émissions futures de CO_2.

Un examen plus approfondi des processus révèle que l'utilisation de l'énergie et les sources ponctuelles d'émissions provenant de deux principaux procédés représentent environ 70 % des émissions et de l'intensité énergétique du secteur industriel. Dans l'industrie chimique, environ 60 % des émissions directes et indirectes sont attribuées au vapocraquage et à la distillation du naphta, comme le montre la Figure 42 (encadrés en rouge) (VCI, 2019). Le craquage du naphta dans les Meilleures Techniques Disponibles (MTD) a une consommation nette d'énergie de 3.1MWh/t (AIE, 2018), principalement sous forme de chaleur, et émet 1,14 t CO_2 par tonne de produit (Ghanta et al., 2014). La production d'ammoniac et de méthanol à partir de gaz naturel est responsable de 10 % des émissions du secteur, avec une intensité de 1,9 t CO_2 par tonne de produit pour l'ammoniac.

Outre ces deux procédés majeurs, l'industrie chimique est également une grande consommatrice de vapeur, nécessaire à divers procédés endothermiques tels que la production de carbonate de soude, les polymérisations et la production d'acide adipique. Il reste possible de minimiser les besoins en chaleur industrielle en modifiant les procédés actuels de distillation et de vapocraquage, bien que ces derniers soient déjà extrêmement optimisés d (Moya et al., 2018). La demande de chaleur peut être réduite par l'utilisation de nouveaux catalyseurs qui abaissent les températures de traitement (Rahimpour et al., 2013).

Des technologies de rupture comme les nouvelles nano-membranes pour une distillation hybride, pourraient remplacer la distillation conventionnelle et le vapocraquage, offrant des réductions potentielles de la consommation d'énergie de 90 % (Sholl et al., 2016). Cependant, ces innovations restent très incertaines.

Une grande partie des besoins énergétiques, à l'exception de l'utilisation des matières premières dans le secteur pétrochimique, peut être satisfaite par l'électrification, notamment dans les vapocraqueurs. C'est la solution privilégiée actuellement par la plupart des acteurs (Boréalis, 2020 ; BASF, 2023 ; Duckert et al., 2021 et Trizopoulos et al., 2018). Toutefois, l'électrification des sites chimiques sera complexe, étant donné l'interconnexion des diverses étapes de production des réactifs et l'équilibre délicat entre les procédés endothermiques et exothermiques. De plus, les sous-produits non valorisables actuellement combustibles devront trouver d'autres débouchés (Neelis et al., 2007 ; Schiffer et al., 2017). La mise en place de CCS sur les vapocraqueurs est également envisagée.

La transformation de l'hydrogène, produit à partir de gaz naturel, en ammoniac par le procédé Haber-Bosch constitue déjà la méthode de production standard dans l'industrie. Par conséquent, la décarbonation de ce procédé reposera essentiellement sur le remplacement de l'hydrogène issu du gaz naturel par de l'hydrogène bas carbone, notamment électrolytique. En raison de la pureté des flux d'échappement de CO_2,sa capture peut atteindre des taux élevés avec des pénalités énergétiques limitées. Ainsi, les émissions des procédés tels que la production d'éthylène peuvent être significativement réduites (Cefic, 2020 ; Boulkamanti et al., 2017).

Finalement, la décarbonation complète du secteur impliquera de repenser l'ensemble de sa chaîne de valeur pour utiliser des matières premières non fossiles. En effet, la majorité des produits de l'industrie chimiques contiennent des atomes de carbone fossile qui, en fin de vie, sont incinérés, contribuant ainsi aux émissions de CO_2. Le vapocraquage et la distillation d'hydrocarbures fossiles pourraient être remplacés par des briques moléculaires d'origine biogénique ou issues de la combinaison de CO_2 capté et d'hydrogène. Par exemple, le méthanol produit à partir d'hydrogène électrolytique pourrait devenir un nouvel intermédiaire pour la production d'oléfines ou d'aromatiques (Pappijn et al., 2017 ; Deerberg et al., 2018).

Il est possible de ne pas utiliser l'hydrogène comme intermédiaire en développant l'électrochimie, qui exploite directement l'électricité avec de l'eau et du CO_2 (Schiffer et al., 2017). Toutefois, les estimations des coûts de ces technologies restent très incertaines. Étant donné que l'intensité énergétique de ces procédés est élevée, ces incertitudes sont en grande partie liées à celles des coûts des nouvelles matières premières, à savoir l'hydrogène et le CO_2. L'utilisation de CO_2 capté à partir d'autres processus soulève également la question des émissions du cycle de vie de ces produits chimiques (Pérez-Fortes et al., 2016 ; Dechama, 2017) et de la réglementation sur leur comptabilité. Si les plastiques produits à partir de carbone fossile capturé sont incinérés à la fin de leur vie, les émissions correspondantes sont seulement retardées plutôt qu'évitées.

D’autre part, la production d’éthylène, l’un des principaux HVC est déjà mature industriellement à partir de bioéthanol, lui-même produit à partir de sucre ou d’autres cultures à vocation énergétique. Cette méthode est bien établie et représente 50 % de la production d’éthylène au Brésil (AIE, 2018). Parallèlement, de multiples voies pour la production de HVC, notamment de propylène et de BTX à partir de ressources biogéniques, sont en cours de développement. Par exemple, la production de méthanol via la gazéification de la biomasse (VarmlandsMethanol, 2017), la production d'acide téréphtalique (TPA) par conversion catalytique de l’éthylène ou du furfural (Tachibana et al., 2015) et la production de propylène par fermentation de sucres suivie de la déshydratation du butanol (Chen et al., 2012).

Outre les nouvelles voies de production primaire, le recyclage secondaire des produits (pétro)chimiques, en particulier des plastiques, peut remplacer partiellement les matières premières à base de carbone fossile dans l'industrie chimique et amorcer la voie vers une fermeture du cycle de carbone. La production secondaire permet de réduire les émissions associées à la production primaire et d’éviter l'incinération des plastiques en fin de vie (Zheng et al., 2019). Cependant, avec des taux actuels de collecte des plastiques en fin de vie dans l'UE de seulement 30 %, d’intégration finale des matériaux recyclés n’atteint que 6 % (CE, 2018), laissant un important potentiel inexploité de réduction des émissions.

Le recyclage mécanique, qui est actuellement la technologie dominante, consiste à récupérer les résines polymérisées et à leur redonner des formes désirées. Bien qu’il ne soit intensif en termes d'énergie, d'émissions ou de coûts, il nécessite des flux de recyclage relativement purs et peut entraîner une dégradation thermomécanique des matériaux (Ragaert et al., 2017). De plus, ce procédé est limité à certaines familles de plastiques, principalement le PET (Hopewell et al., 2009).

Le recyclage chimique avancé, tel que l'hydrocraquage, est capable de dissoudre les plastiques à un niveau moléculaire, permettant de retourner aux briques élémentaires de base des résines. Cette méthode pourrait être applicable à des familles de plastiques beaucoup plus larges, y compris Les briques élémentaires ainsi obtenues peuvent ensuite être repolymérisées pour donner de nouveaux produits aux propriétés identiques à celles des produits originaux. Ces procédés, cependant, peuvent nécessiter une consommation d’énergie non négligeable (Solis et al., 2020).

En outre, les activités de séparation et de tri des flux de déchets, ainsi que la complexité potentiellement croissante de la récupération des matériaux, représentent des incertitudes majeures quant aux coûts de la production secondaire.

Papier

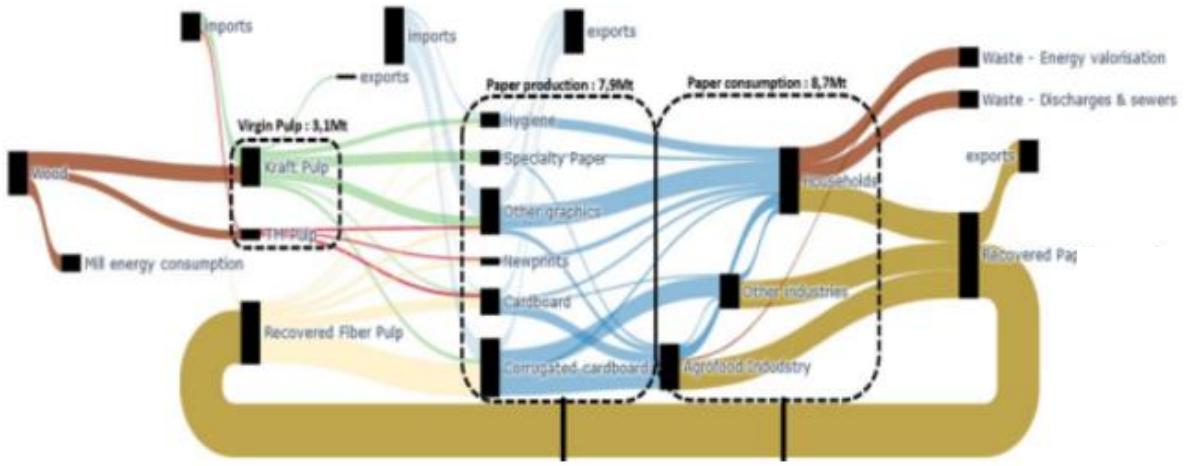


Figure 43 Flux physiques de l'industrie papetière française (calculs de l'auteur 2018 sur Prodcom, FEDEREC))

Le papier, par rapport à son poids, est l'un des matériaux de base les plus énergivores. Sa production nécessite la suspension de fibre de cellulose, avec un taux d'humidité de 95 %, qu'il faut sécher pour atteindre un taux de matière sèche de 95 %. Divers procédés de séchage sont mis en œuvre selon les sorties papetières désirées, nécessitant généralement une chaleur de traitement allant de 150°C à 500°C. Le séchage du papier est principalement réalisé à l'aide de rouleaux à vapeur.

Ce secteur offre un grand potentiel de déploiement de mesures d'efficacité énergétique, notamment par le recyclage des buées issues des sécheurs. L'utilisation de pompes à chaleur (PAC) et de chaudières à vapeur (CMV) présente un potentiel important pour réduire la consommation de gaz naturel ou de biomasse. De plus, l'utilisation de vapeur surchauffée pourrait métamorphoser les usines de papier en grande pompe à chaleur en circuit fermé, permettant une récupération de chaleur plus efficace que celle des buées d'un séchage classique à l'air (Kiiskinen et al., 2002).

La mise en œuvre de la capture et du stockage du carbone (CSC) pourrait même rendre la production de papier négative en termes de carbone, en capturant le CO_2 issu des chaudières de liqueur noire, un coproduit biogénique du procédé de fabrication. Il s'agirait alors de BECCS (Bioenergy with Carbon Capture and Storage). La transformation des usines de pâtes et papiers en bioraffineries capables de valoriser leur liqueur noire grâce à la gazéification est également envisagée. Cette innovation placerait les sites papetiers au cœur d'une bioéconomie, en les transformant en producteurs de briques éléments énergétiques biogéniques (Moshkelani et al., 2013 ; Petterson et al., 2012). Pour dégager ces volumes excédentaires de liqueur noire, actuellement indispensable au procédé, des investissements massifs dans les mesures d'efficacité énergétique (récupération des buées, presses haute pression, amélioration de l'évaporation de la liqueur noire) seraient nécessaires, ainsi que

l’électrification de certains procédés (PAC, voire les chaudières électriques). Des modifications plus profondes des procédés sont également envisagées, bien que très incertaines : le pulpage à sec et le séchage infrarouge (Bajpai et al., 2016). En 2019, la plupart des usines pilotes et de démonstration de bioraffineries, ainsi que la première installation à grande échelle, ont été mises en place en Amérique du Nord (Consoli et al., 2019).

En 2019, l'industrie papetière a recyclé 71,7 % du papier consommé dans l'UE. Ce taux de recyclage, qui était de 40 % en 1990, stagne depuis 2010 (CEPII, 2020). La production de pâte à partir de papier recyclé a ses limites physiques, car les fibres se dégradent et raccourcissent au cours du processus de recyclage. Ainsi, le recyclage des fibres de bois reste un processus de recyclage *descendant* (Ihnat et al., 2020), commençant par exemple par le papier graphique et se terminant par les boîtes en carton et les emballages. Les fibres ne peuvent être recyclées qu'entre 5 et 7 fois (Howard et al., 2018).

Des taux de recyclage plus élevés sont théoriquement possibles, et les nouvelles technologies peuvent aider à récupérer près de 100 % des fibres dans les flux de déchets (EPRC, 2020). Néanmoins, le recyclage sera toujours soumis aux limites physiques induites par la dégradation des fibres biosourcées. Des coûts de production croissants pour les taux de récupération élevés et la concurrence de la pâte vierge posent des défis additionnels. Le recyclage du papier n'est pas nécessairement moins énergivore que la production de pâte vierge, nécessitant également la mise en suspension des fibres dans les solutions, ainsi que l’évaporer de grandes quantités d’eau. Par conséquent, la maximisation de la circularité pourrait ne pas être optimale dans les scénarios de décarbonisation profonde (van Ewijk et al., 2021). De plus, les usines de recyclage de papier ne bénéficient pas de la même intégration avec le secteur forestier et n’ont donc pas un accès aisé à de la biomasse énergie ou aux coproduits de la fabrication du papier, tels que la liqueur noire, basés sur la biomasse. Ll’intensité carbone du papier recyclé est aujourd’hui plus importante, car elle dépend d’avantage du gaz fossile. Cependant, il est crucial de considérer l'impact global sur la ressource forestière libérée par le recyclage, qui peut ainsi être mobilisée pour des utilisations à plus haute valeur ajoutée et à des températures plus élevées (Levlin et al.,2010).

Aluminium

L'intensité des émissions directes de la production d'aluminium est étroitement liée à deux étapes critiques du processus, responsables de la quasi-totalité des émissions directes. Le procédé Bayer, utilisé pour la production d'alumine à partir de la bauxite, nécessite des températures de traitement allant jusqu'à 1 000 °C, générées par la combustion de gaz naturel. Par ailleurs, les émissions provenant du procédé d'électrolyse, très consommateur d’électricité, sont dues à la consommation d'anodes en graphite (Moya et al., 2015).

L’aluminium est le matériau de base présentant la plus grande intensité énergétique et émissive, avec des émissions directes et indirectes équivalant à 4,5 tonnes de CO_2 par tonne d'aluminium produite dans le mix électrique actuel de l'UE. Cependant, ce chiffre est réduit à 2,5 tonnes de CO_2 dans le cas français, grâce à un mix électrique décarboné (Saevarsdottir et al., 2020). L’industrie de l’aluminium, s’est développée tout du long du XXe siècle en synergie avec l’industrie électrique, en utilisant d’abord les barrages hydroélectriques (Alpes, Pyrénées, Québec), puis l’énergie nucléaire en France, offrant un accès à une électricité à faible coût.

Les émissions peuvent être considérablement réduites par le recyclage de l'aluminium, qui est jusqu'à 95 % moins énergivore et génère plus de 90% moins d'émissions que la production primaire. Cette différence extrême en termes d'intensité énergétique explique notamment pourquoi l'aluminium primaire ne représente que 24,4 % de la production annuelle dans l'UE, la production étant largement dominée par le recyclage. À l'instar du recyclage de l'acier, une économie circulaire de l'aluminium nécessite des opérations supplémentaires de tri, de séparation et de traitement des déchets. Ces opérations sont aujourd’hui possibles grâce à des circuits spécifiques pour produits, permettant de minimiser la dispersion des impureté (comme pour les emballages) (Burton et al., 2020).

Le gisement futur est toutefois fortement incertain. De gros volumes d’aluminium avec des taux élevés d’impuretés, notamment de magnésium (par exemple, l’aluminium moulé pour les blocs moteurs des véhicules thermiques), pourraient poser des difficultés de purification et de recyclage. De plus, l’aluminium, reconnu pour ses excellentes propriétés mécaniques par rapport à son poids, est stratégique dans l’allègement des véhicules, conjointement à leur électrification. Ainsi, les flux d’aluminium recyclé, indexés sur les productions passées, ne pourront probablement pas croître au rythme de la croissance de la demande.

Les solutions de remplacement des anodes en graphite représentent les options de réduction des émissions les plus discutées dans la littérature, grâce à leur potentiel pour éliminer les émissions de procédés. La technologie des anodes inertes avancées et des cathodes mouillables ont été mentionnées par diverses sources, mais elles restent à des niveaux de maturité technologique (TRL) faibles, entre 4 et 5 (Åhman al., 2015; Fleiter et al., 2013; Gellings et al., 2009; Haydock et al., 2013). Rio Tinto et Alcoa, deux des plus grands producteurs mondiaux d'aluminium, ont formé une coentreprise pour porter cette technologie à l'échelle industrielle d'ici 2024 (ELYSIS, 2020).

Il est envisageable que les anodes inertes puissent être intégrés dans les électrolyseurs existants (Alcoa, 2021). Cependant, le développement de ce procédé demeure incertain, nécessitant probablement une coopération internationale de grande envergure. Les coûts d’investissements élevés et la potentielle augmentation de la consommation d’énergie complexifient l’analyse de son déploiement (Kvande et al., 2001, Haupin et al., 2016).

L’alternative, le CCS sur les sites de production primaire d’aluminium, s’avérerait coûteuse au vu des faibles concentrations dans l’air, mais reste envisagée par plusieurs acteurs.

Enfin, l’électrification du secteur diffus de l’aluminium est réalisable, principalement dans les opérations de recyclage et de seconde transformation. L’utilisation de fours à induction pour les fonderies et l’électrification indirecte par substitution du gaz naturel avec de l’hydrogène sont deux voies prometteuses (Arumala et al., 2022).

Autres minéraux non métalliques : céramique, verre et briques

Comme le ciment, la céramique et le verre sont des matériaux produits à partir de minéraux non métalliques. Ils ont en commun d’être issu de la transformation de minéraux silicatés, avec des besoins en chaleur qui varient considérablement selon les produits finaux, allant de 0,5 à 3 MWh/t.

Les combustibles alternatifs et les fours sont les deux principales options de décarbonation dans ces industries. Ces options sont étroitement liées, car certains combustibles alternatifs nécessitent de nouvelles conceptions de fours et vice versa. Les fours sont responsables de 80 % de la consommation d'énergie et des émissions ponctuelles dans l'industrie de la céramique et de 75 à 80 % dans l'industrie du verre (Fleiter et al., 2013 ; CEREN, 2021).

Les fours de petites tailles (moins de 200 t/j), notamment pour la production de verre d’emballage, sont actuellement considérés comme électrifiables de façon mature, avec des économies substantielles d’énergie de l’ordre de 30 à 40%). Toutefois, les grands fours utilisés pour la production de verre plat nécessitent encore la présence d’une flamme (Dorn et al.,2017). Le développement de fours hybride, combinant l’électricité pour le préchauffage et la flamme au gaz naturel ou à l’hydrogène, pourrait apporter des gains d’efficacité énergétique et une décarbonation partielle voire complète (Gerres, 2019).

Selon l'ASCER, des fours à céramique entièrement électrifiés ont été utilisés à grande échelle en Espagne, mais ont fini par être remplacés par des fours à gaz pour des raisons économiques. Dans les deux industries, le contrôle stable des températures de traitement pose des défis techniques, en particulier pour les fours de grande taille. Des projets récents, tels que ORANGE.BAT pour les céramiques en Espagne et HyNet pour le verre au Royaume-Uni, explorent des adaptations des fours existants pour la combustion de l'hydrogène (HyNet, 2020).

La production de céramiques se divise en deux étapes : le séchage (dans des séchoirs à chambre ou en continu), suivi de la cuisson à des températures variant entre 850°C et -1250°C. Le four tunnel est le type d’installation de cuisson le plus énergivore. Un obstacle majeur à l’électrification complète de ce secteur est la nécessité d’une atmosphère spécifique au sein

du four, ce qui signifie qu'une solution hybride combinant électricité et gaz naturel ou hydrogène pourrait s'avérer nécessaire (JRC, 2007).

Les industries de la céramique et du verre diffèrent en ce qui concerne les possibilités de recyclage. Le verre, étant un produit relativement homogène, se prête bien au recyclage et au recyclage en boucle fermée, malgré les défis liés au tri et à la gestion. En 2018, environ 76 % de l'ensemble du verre d'emballage dans l'UE a été recyclé (taux de collecte), avec des taux atteignant 99 % dans les pays d'Europe du Nord (FEVE, 2020). Toutefois, l'insertion de verre collecté (appelé calcin) dans un four verrier ne réduit la consommation d'énergie que de 15 à 25 %. En comparaison, le recyclage de la céramique est limité par les différentes compositions et la variété des céramiques utilisées (Andreola et al., 2016).

Industrie Diffuse

L'ensemble de l'industrie dite diffuse, notamment le secteur agroalimentaire, regroupe des réalités variées. L'intensité énergétique des différents produits agroalimentaires (IAAs) diffère grandement d'un produit à l'autre (Figure 44). Toutefois, ces secteurs se caractérisent principalement par des besoins de chaleur à basse température, de faibles besoins de puissance et l'organisation de leur flux énergétique autour d'installations centralisées, comme des chaudières.

Plusieurs options technologiques sont disponibles pour fournir cette chaleur à basse température, qu'elles reposent sur des solutions électriques, la récupération de chaleur en cascade, ou l'utilisation de ressources biogéniques (comme la combustion de biomasse ou de Combustibles Solides de Récupération, CSR). La décarbonation de la plupart des secteurs de l'industrie diffuse nécessite essentiellement la décarbonation de la chaleur. Bien que des gains d'efficacité énergétique plus importants seraient possibles en modifiant les procédés industriels plus en profondeurs (révision des températures et pression des systèmes de vapeur), ces modifications pourraient freiner les secteurs non énergivores qui ont d'autres priorités (Jermann et al.,2021 Maeddu et al.,2020 ; Atuonwu et al.,2021). Par exemple, les besoins de chaleur dans le secteur laitier représentent une part importante des besoins de chaleur dans lles industries agroalimentaires et sont de bons candidats à l'installation de Pompes à Chaleur (PAC) et de Chaudières Modulaires de Valorisation (CMV) (Électrotechnologies, 2018). De plus, l'industrie agroalimentaire, gros consommateur de froid, dispose de grande quantité de chaleur fatale récupérable sur les groupes froids, qu'elle pourrait valoriser par l'installation de PAC.

Le chauffage ohmique pourrait quant à lui être une solution généralisable pour une grande variété de produits liquides, en chauffant le produit dans la masse et en éliminant ainsi les pertes de transfert (Varghese et al., 2014). De même, le chauffage micro-onde ou radiofréquences, en chauffant également dans la masse, serait adapté à des opérations telles

que la cuisson, la stérilisation ou le séchage (Zhou et al., 2019 ; Koral, 2018 et Ahmed et al., 2007).

Il existe également un ensemble de solutions permettant de réaliser les opérations voulues dans l'industrie agroalimentaire sans recourir à la chaleur. Par exemple, les technologies de membranes (Kumar et al., 1999), les traitements à haute pression (Milani et al., 2016) et les ultrasons (Rodriguez-Gonzalez et al., 2015) réalisent des pasteurisations à froid ou la concentration des produits sans apports thermiques.

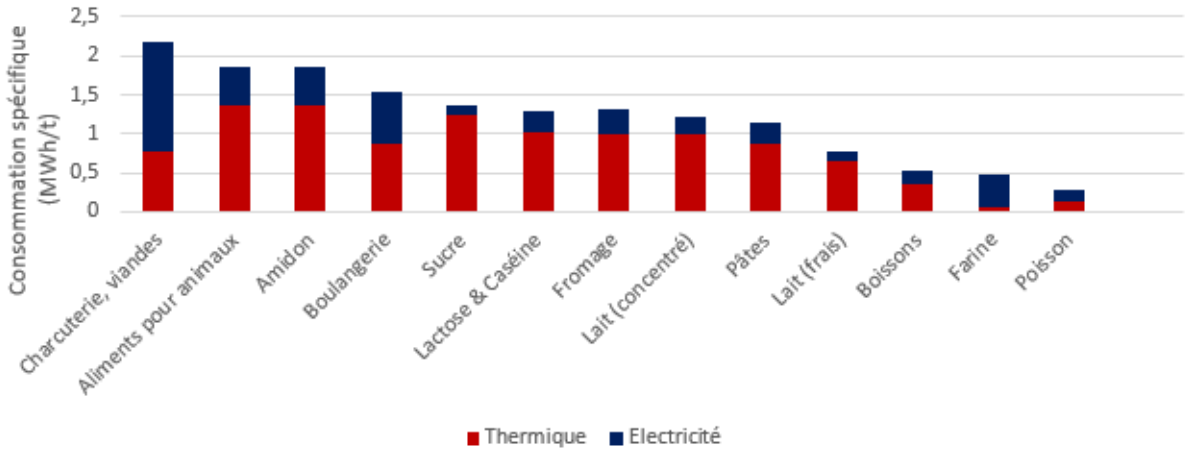


Figure 44 Consommation spécifique par produits de l'industrie agroalimentaire. Source : CEREN, Prodcom, Comext . Calculs de l'auteur sur données 2018.

c) Cycles d'investissement

L'industrie se distingue des autres grands secteurs émetteurs par ses cycles d'investissements longs. Ces longs cycles sont au cœur du métier des industriels, car ils consistent à concentrer la production et à améliorer la compétitivité par des économies d'échelle (Wesseling et al., 2017). Cette caractéristique peut facilement amener à des situations de verrouillage technologique (« lock-in ») : le capital investi dans une installation polluante récente empêche l'industriel d'investir dans des technologies de production moins émettrice.

Ce risque de verrouillage (« *lock-in* »*)* est important, mais il dépend de nombreux paramètres, notamment des capacités de financement de l'industriel, des cycles d'investissement techniques et des capacités d'anticipation des contraintes carbone. Lorsqu'un industriel se trouve bloqué dans un actif polluant face à une contrainte carbone, il pourrait ne pas être en mesure d' amortir son installation récente, entraînant ainsi la transformation de cet actif en un actif échoué (Langley et al., 2021 ; Wyns et al.2018, ; Neuhoff et al., 2014 ; Robson et al., 2022).

De plus, les stratégies d'innovation dans les IGCE sont profondément marquées par leur structure peu propice aux nécessités de la décarbonation. Les innovations classiques dans ces industries sont principalement technologiques, axées sur l'amélioration des procédés face à une faible différenciation sur les marchés aval. Les dépenses en R&D sont à cet égard faibles (GEA, 2012 et Oberthur et al., 2012) : les IGCE représentent 14 % des dépenses de recherche industrielle pour 36 % de la valeur ajoutée (OCDE, 2018).

Plusieurs facteurs expliquent cette situation :

- Les longs cycles d'investissement offrent peu de fenêtres d'opportunités pour innover (Worell et al., 2016).
- Les faibles marges augmentent la durée de retour sur investissement (SPIRE, 2016)
- Le risque de perdre des parts de marché sur des marchés de commodités, suite à une évolution des procédés et de ne pas rentabiliser les investissements (Wesseling et al., 2017).
- Un lock-in dû à l'optimisation des procédés industriels, rendant un investissement de rupture difficilement profitable.

Il en résulte ainsi une industrie très sensible aux risques de perturbation de la production, conservatrice face aux changements et averse à l'investissement (Avila et al., 2018).

Ainsi l'industrie investit proportionnellement moins que le reste de l'économie, et les IGCE investissent moins que la moyenne de l'industrie en Europe de l'Ouest. Les IGCE représentent 4,2 % des investissements mais 6,2% de la VA (OCDE,2020). Il est également notable que les

capacités d'investissements des acteurs industriels se dégradent en Europe, illustrant les difficultés d'innovation dans ce secteur. De plus, les surcapacités dans plusieurs secteurs suite à la crise économique de 2008 ont miné leur rentabilité et limité leurs possibilités d'investir dans de nouveaux actifs nécessaires (Pottier, 1991).

En effet, la durée de vie des équipements, tels que les fours ou les colonnes de distillation, dépasse très largement 20 ans dans de nombreuses industries. Elles peuvent atteindre jusqu'à 50 ans dans l'industrie du ciment (Habert et al., 2010) et certains sites dans le secteur de l'acier ont dépassé 70 ans (van Laar et Corus et al., 2016). De fait, les équipements sont vieillissants en France, créant des besoins importants d'investissements (Fayolle et al., 2016 ,Figure 45), ce qui entraîne des cycles de réinvestissement très marqués (Bain, 1939).

À l'échelle mondiale, cette situation a également été étudié sous le concept des émissions engagées. Ces émissions correspondent aux quantités de CO_2 qui seraient émises si les actifs en place étaient utilisés pour leur durée de vie technique (Figure 46). Ce concept et son calcul sont critiqués, car, comme nous le verrons plus tard, les actifs industriels ont à la fois des durées de vie techniques et économiques, lesquelles sont en interaction (Vogl et al., 2021). Utiliser seulement la durée de vie technique tend à surestimer les volumes de CO_2 engagés.

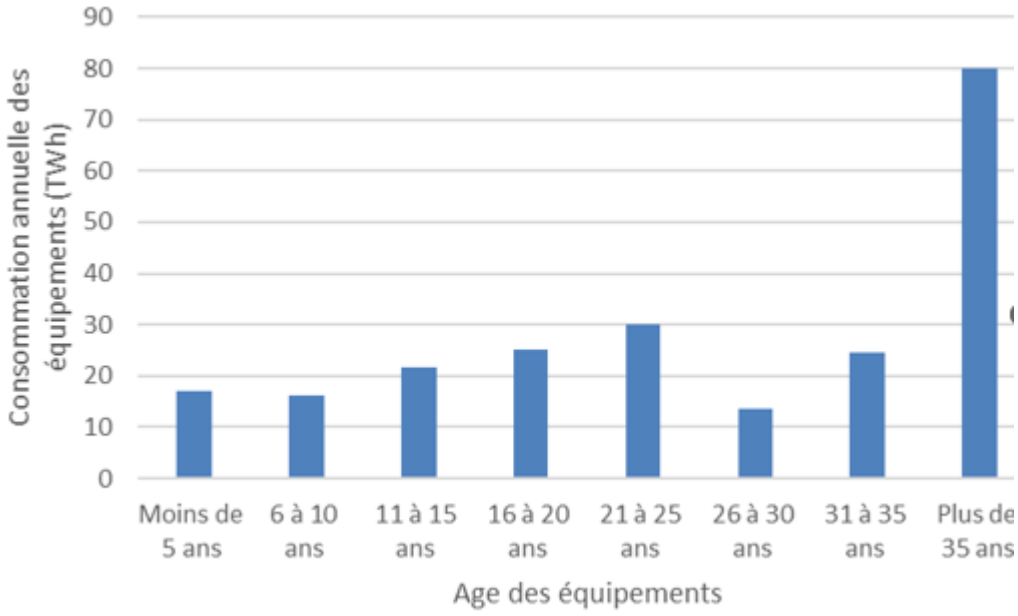


Figure 45 Consommation d'énergie selon l'âge des équipements industriels en France 2018 (CEREN)

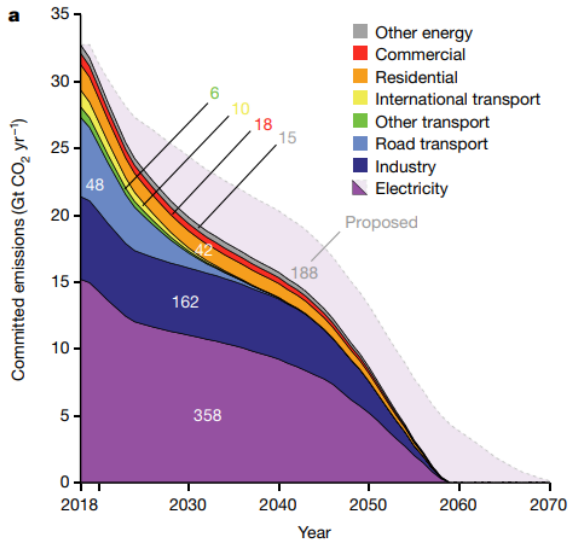


Figure 46 Émissions engagées liées à la poursuite de l'opération des actifs en place au niveau mondial (Tong 2019)

d) Incertitude sur le développement technologique et les coûts d'abattement

Diverses options technologiques pourraient réduire de manière significative les émissions, mais il est difficile de quantifier avec précision ces potentiels de réduction ou leur date de maturités. En se penchant sur l'interaction entre le rythme de réinvestissement et le développement technologique, Vellinga (1999) estime que si une technologie est mature *('end of pipe'*), son cycle de mise en place pourrait être de 5 à 10 ans. Ce délai s'étendrait à 10 à 15 ans pour des ajustements de procédés et dépasserait les 20 ans pour la mise en place de nouveaux systèmes de production.

En ce qui concerne les technologies en phase initiale de développement, les publications des feuilles de route des industriels et la littérature scientifique tendent à exprimer un certain techno-optimisme concernant les taux de réduction des émissions. Par exemple, l'électrolyse pour la production d'acier, les processus de Power-to-X et l'utilisation de nano-membranes de nouvelle génération dans l'industrie chimique sont actuellement très loin d'être prêts à une commercialisation d'ampleur. Des parallèles peuvent être établis avec les conclusions de Asayama et al., (2017) sur le récit du CCS, qui occulte largement les risques et les incertitudes liés à la technologie aux premiers stades de son développement. En effet, les trajectoires de développement du CCS ont été largement surestimées au cours des deux dernières décennies (Scott et al., 2013 et Reiner et al., 2016).

Il existe donc un degré élevé d'incertitude quant aux coûts des options de réduction des émissions en raison de leur faible maturité. Contrairement aux technologies de décarbonation bien établies dans d'autres secteurs, comme les véhicules électriques, le photovoltaïque, l'éolien et les pompes à chaleur dans le résidentiel, l'industrie souffre de faibles effets

d'échelle et de besoins de conception spécifiques, remettant en question l'application de *Learning curve* (Popp, 2011).

Cette critique plus large du concept de courbe d'expérience et d'apprentissage, en raison de la difficulté d'expliciter les mécanismes sous-jacents et leurs différenciations par technologie et secteur, est corroborée par des travaux récents. Ces études identifient des corrélations entre le taux d'apprentissage dans l'industrie et la taille des unités de production (Wilson et al., 2020; Sweerts et al., 2020).Toutefois, pour une partie importante des procédés industriels, les *learning curve* et autres modèles d'évolution des coûts sont remises en question en raison de la complexité inhérente de chaque équipement industriel et de la nécessité d'adaptations spécifiques à chaque site (Malthora et al., 2020 ; McNerney et al., 2011 ; Fink et al., 2019 et Wene et al., 2008).

La complexité du design, bien qu'elle offre de potentiels gains importants en matière d'amélioration, augmente également les risques liés aux investissements en R&D. Ces risques sont accentués par le caractère moins prédictible des résultats liés aux technologies complexes, comparativement à ceux des technologies plus simples. Ainsi, les coûts d'expérimentations élevés, les incertitudes et les longs temps de développement associés aux technologies complexes limitent les effets d'apprentissage. De plus, les besoins d'adaptation spécifiques des technologies à leur environnement limitent les retombées des connaissances (*knowledge splill-over)* pour d'autres contextes industriels, s'opposant ainsi à la standardisation.

Cette dernière permet au contraire de mettre en place des environnements compétitifs qui stimulent les efforts de R&D. Cependant, la majorité des installations industrielles ne bénéficient qu'indirectement de tels effets d'apprentissage sur des technologies transectorielles comme les électrolyseurs pour l'hydrogène ou les modules de compression du CO_2 pour le captage.

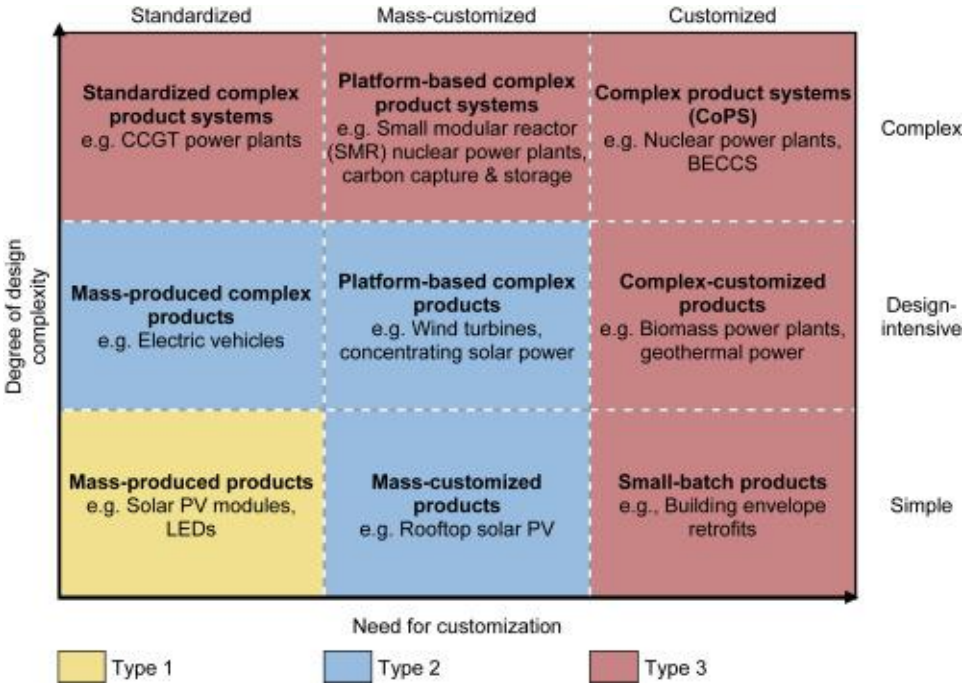


Figure 47 classification des technologies permettant de considérer des effets d'échelles importants (Type 1, taux d'expérience moyen de 20%), intermédiaire (Type 2 : taux d'expérience moyen de 12%) ou limité (Type 3 (taux d'expérience moyen de 4%) (Malthora et al., 2020)

Les procédés innovants occupent une place centrale dans certains scénarios de réduction des émissions. Par exemple, dans le scénario de développement durable (SDS) de l'Agence Internationale de l'Énergie (AIE) (2018), 35 % des réductions cumulées d'émissions proviennent des procédés de rupture, caractérisés par un niveau de maturité technologique (TRL) compris entre 4 et 7. Cette échelle de TRL, couplée aux informations sur les stades de développement (pilote, démonstrateur, prototypes) constituent les informations les plus accessibles et objectives pour construire des trajectoires de développement technologiques.

Il est pertinent de noter que des technologies comme le photovoltaïque ou les batteries lithium-ion ont mis entre 20 et 30 ans pour évoluer du premier prototype à leur commercialisation avec un véritable avantage concurrentiel (Grimaud et al., 2016). La faible diversité chez les fournisseurs de solutions industrielles, les dépendances au chemin en termes de développement technologique et la multiplicité de situations industrielles ne favorisent pas l'essor de solutions de rupture par rapport à d'autres marchés plus homogènes (Bataille et al., 2018 ; Rissman, 2020).

Il semble donc nécessaire d'explorer non seulement les technologies de rupture, mais aussi des trajectoires plus prudentes, dont les pierres angulaires ne reposent pas sur des innovations de rupture. Les travaux de classification de la maturité technologique des solutions pour l'industrie, qui intègrent des spécificités telles que la puissance, la température et l'énergie, cherchent à améliorer la précision (Figure 48). Ces données, issues de collectes

réalisées par des ingénieurs, sont précieuses pour alimenter efficacement les modèles de diffusion technologique.

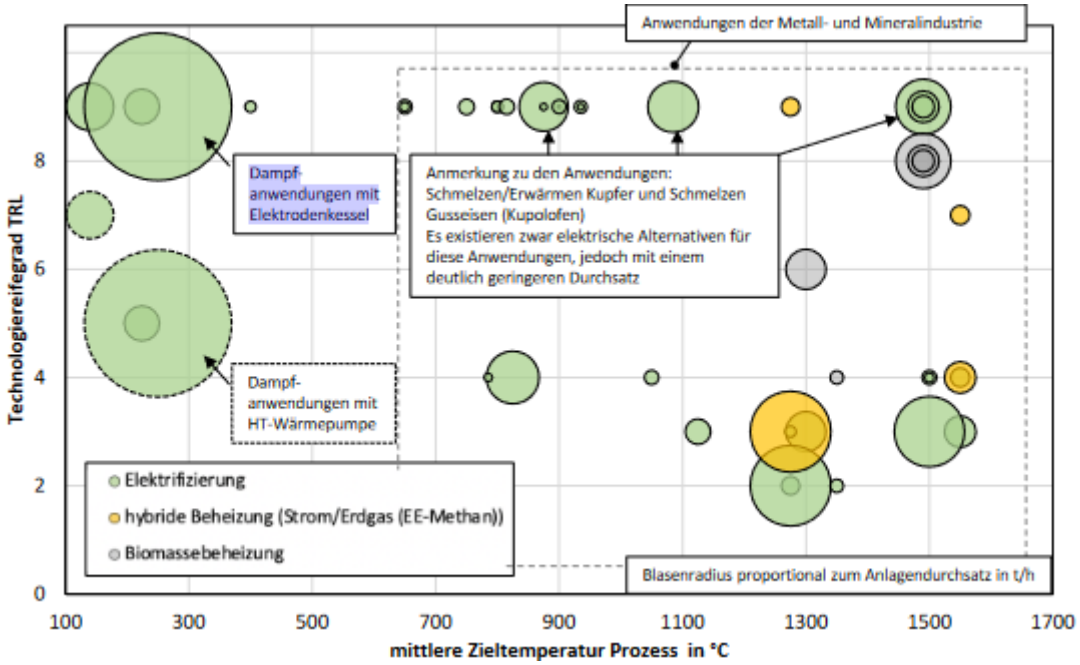


Figure 48 Classification du TRL (ordonnées) de technologies par énergie (couleur), température (abscisse) et puissance (taille des bulles) (Fleiter et al., 2023)

e) Demande de biens verts : demande publique, chaînes de valeur et transmission du surcoût CO_2

De nombreux biens, aujourd'hui échangés comme des commodités, voient émerger des marchés spécifiques où des acteurs sont prêts à payer un premium vert pour des biens décarbonés. Ces produits échappent alors à la compétition intense des marchés de commodités, où les coûts de production plus élevés des solutions vertueuses freinent leur adoption. Ainsi, dans le secteur du verre, des industriels de l'agroalimentaire, de la pharmacie ou de la parfumerie incitent leurs fournisseurs à se décarboner. Cette décarbonation de leur scope 3 est avantageuse pour ces entreprises, non seulement pour des raisons d'image et commerciales, mais aussi parce qu'elle peut offrir un coût d'abattement plus intéressant que celui de leurs propres procédés (Hertwich et al., 2018).

De même, dans le secteur de la sidérurgie, des marques automobiles ont tissé des partenariats avec des sidérurgistes pour s'approvisionner en acier décarboné à l'hydrogène (Volvo, 2020). La demande croissante en biens verts, avec des clients prêts à payer un premium, est particulièrement cruciale dans les secteurs exposés à la concurrence internationale et ayant un faible pouvoir de marché. Si le prix de leurs biens est déterminé par une technologie conventionnelle, que ce soit en France ou ailleurs dans le monde, ils ne pourront pas

répercuter ce surcoût sur le prix final et devront alors réduire leur marge. Ainsi, le pouvoir de marchés des entreprises dans chaque secteur, dépendant notamment de leur concentration, joue un rôle déterminant dans la dynamique de décarbonation. Les chaînes de valeur et leur structuration influencent fortement la formation de marchés dans lesquels cohabitent des biens carbonés et des biens décarbonés.

Capacité d'un marché à accepter une solution bas-carbone

Une caractéristique importante d'une solution de décarbonation réside dans sa capacité à trouver un marché capable de l'accueillir. Comme évoqué précédemment, les biens de consommation bénéficient d'une plus grande facilité à se décarboner grâce à un marché de biens fortement différencié. Ce n'est toutefois pas le seul paramètre à considérer : le coût de la décarbonation dans le produit final est également un élément clé pour déterminer si le marché acceptera cette solution ou risquera de s'en détourner. Une légère augmentation du prix du produit due à la décarbonation peut faciliter la dynamique d'adoption de ces solutions vertes. Un concurrent peut ainsi entrer sur un marché avec un bien décarboné, même dans un environnement où de telles solutions sont absentes. Dans ce cas, il prendrait le risque de réduire sa marge si la demande refuse de s'adapter au nouveau coût de production, mais sans pour autant rendre cette proposition économiquement non viable.

*Tableau 6. Impact d'une solution de décarbonation sur les **coûts de production** d'émetteurs industriels importants[4] (calculs de l'auteur, Risseling et al., 2016)*

	Augmentation des coûts suite à la décarbonation de l'acier	Augmentation des coûts suite à la décarbonation du Ciment et du verre	Augmentation des coûts suite à la décarbonation du PVC et plastiques	Impact CO_2 de la décarbonation des matériaux
Construction	+2%	+5%	+2%	-75%
Automobile	+8%	+2%	+4%	-80%

La transmission du poids CO_2 dans le cas de l'automobile et de la construction a été décomposée dans le Tableau 6. Cette analyse permet d'illustrer que la dilution des émissions est généralement suffisante Environ 40 % des GES de l'industrie française transiteraient par les secteurs de la construction et l'automobile (CITEPA, SDES, calculs). Cette approche, proche

de l'Analyse du Cycle de Vie (ACV) permet également de repérer les matériaux soumis à la plus forte pression en termes de réduction des GES. Chaque secteur peut chercher à réduire progressivement ses émissions de GES, avec des hiérarchies d'abattement propre à chaque secteur aval.

En effet, dans le secteur de la construction, les mesures de décarbonation semblent plus efficaces que dans celui de l'automobile, en raison d'un coût d'abattement plus faible. Pour des réductions proportionnelles équivalentes des émissions de CO_2 (environ -80%), l'augmentation du coût de fabrication n'est que de 9% dans la construction contre 14% pour l'automobile. Toutefois, il semble que le secteur de la construction aura plus de difficulté à répercuter cette augmentation de coût, en raison de sa faible valeur ajoutée et de son marché fortement structuré autour d'appels d'offres.

Importance de la position dans la chaîne de valeur

La compréhension de la structuration de l'industrie est primordiale pour l'intégration des contraintes carbones « *douces ».* En effet, le positionnement dans la chaîne de valeur joue un rôle crucial à deux égards. Premièrement, lorsque qu'en entreprise est proche du consommateur, proposer un bien à faible empreinte carbone lui permet de se différencier plus facilement par la communication. Cette position dans la chaîne de valeur est souvent caractéristique des industries avec des marges bénéficiaires plus importantes, capables absorber une partie des surcoûts de production (Lechtenböhmer et al., 2016).

Les stratégies de l'industrie du ciment et de l'industrie chimique ont été particulièrement étudiées sur ce sujet. Il a été démontré que, jusqu'à récemment, l'industrie du ciment percevait les enjeux climatiques sans vraiment les internaliser (Arens et al., 2018). Ces enjeux étaient limités aux contraintes carbones de court terme nécessitant des évolutions de procédés. La réflexion sur la chaîne de production aval étaient quasi absente, et les évolutions du marché étaient peu anticipées. À l'inverse, l'industrie de la chimie fine, quant à elle, avait identifié les émissions de CO_2 tout au long de sa chaîne de valeur et initié des restructurations plus larges. Les contraintes climatiques sont alors perçues comme des opportunités de transformation, de différenciation et de développement (Arjales et al., 2018 Wesseling et al., 2017).

Des entretiens avec des industriels confirment ces dynamiques de pression exercée par les clients. Par exemple, dans l'industrie du verre d'emballage, ce sont les producteurs de bière qui transmettent la volonté de décarbonation à leurs fournisseurs (FEVE, 2023). Plus les acteurs de la chaîne de valeur sont nombreux ou mondialisés, plus la responsabilité se dilue et les incitations des consommateurs se diffusent faiblement (Wintour et al., 2017). Ces industries évoluent dans des régimes sociotechniques différents et des contextes variés, ce

qui se traduit par une pression diversement exercée pour réduction des gaz à effet de serre (Bakhuis et al., 2024 et Meynard et al., 2017).

Mauvaise transmission du prix du CO_2 par le marché

L'absence de possibilités de différenciation sur les marchés de gros par des biens moins carbonés constitue un blocage majeur. Ce handicap est spécifique aux industries en amont de la chaîne de valeur, qui sont également les plus intensives en CO_2 (Luiten et al., 2018). Les imperfections du marché limitant la transmission des surcoûts de production sont nombreuses. La plus importante est la concurrence imparfaite entre les entreprises, ce qui crée un décalage entre le coût marginal de production et le prix de vente, empêchant ainsi de répercuter pleinement une externalité (Skelton et al., 2002). La capacité d'un acteur à transmettre le coût social du carbone dépend de plusieurs facteurs : la concentration du secteur, le niveau de différenciation l'industrie en aval et la perception de l'élasticité de la demande par l'industrie (Atkeson et al., 2008 et Amiti et al., 2007). En effet, un secteur en aval ayant une forte élasticité prix de la demande ou intégrée dans un marché où les biens sont peu différenciés et donc facilement substituables, aura des difficultés à internaliser le coût du carbone. Des études ont été menées sur les variations des coefficients de cost-pass-through d'un surcoût (répercussion des surcoûts) liés aux pris de l'énergie (Arquiès et al., 2023 et Lafrogne et al., 2023,) ou au coût du carbone (Cludius et al., 2020 ; RBB economics , 2020 ; Alexeeva et al., 2020 ; Sautel et al., 2022). Dans les deux cas, les industries agroalimentaires et de la chimie montrent une grande capacité à répercuter les surcoûts dans leurs prix, tandis que les industries de l'acier et du papier doivent réduire leurs marges. Il a également été montré que les entreprises adoptent des pratiques comptables variées : dans 40 % des cas, les crédits gratuits alloués par le système européen d'échanges de quotas d'émission sont considérés comme des actifs avec à valeur nulle, alors que les entreprises peuvent investir pour diminuer leurs émissions et vendre ces quotas (Warwick et al., 2017). Cette difficulté des marchés à répercuter efficacement l'impact d'une technologie de décarbonatation ou le coût s incitations à adopter de telles mesures, ainsi que la façon dont le marché en aval peut y réagir.

Demande publique

Comme mentionné précédemment, malgré l'impact limité des nouvelles technologies de décarbonation dans l'industrie sur le coût final pour le consommateur, la mise en place de filière acceptant ces biens peu carbonés sera un défi majeur de la décarbonation de l'industrie. A ce titre, plusieurs mesures visant à stimuler la **demande verte,** c'est-à-dire à encourager la demande des consommateurs en biens décarbonés et à résoudre les imperfections de marchés, sont détaillées ci-après.

La collaboration entre les acteurs de la supply-chain est souvent présentée comme le pivot central de la décarbonation des industries, le rôle des États ne se limite donc pas seulement à des aides ou des réglementations. La commande publique est également un outil indispensable pour permettre une transition anticipée des secteurs. En intégrant les enjeux environnementaux dans leurs appels d'offres, les pouvoirs publics peuvent stimuler l'offre de biens bas carbone (OCDE, 2015 et Bataille et al., 2018).

La commande publique offre également une sécurité grâce à sa stabilité et à la vision de long terme qu'un État peut projeter. Cette stabilité peut aider à diminuer les coûts des charges de financement des projets ou à la création de marchés de niche dédiés aux biens bas carbone. Des projets de décarbonation ambitieux, nécessitant des investissements conséquents, pourraient n'être viables que grâce à des commandes publiques, notamment par la diminution des taux de financement.

Les contrats pour différence (CfD) sur la vente de biens industriels constituent une forme de commande publique. Ils peuvent, dans un premier temps, encourager la production et soutenir des procédés innovants, mais ils n'aboutissent pas nécessairement à la création de nouveaux marchés. Ils devraient rester dédier à la réduction des risques des premiers projets industriels (Bataille, 2020).

L'insertion de quotas de biens verts dans les marchés publics est un autre mécanisme qui pourrait permettre l'intégration de produits verts sur des marchés très concurrentiels (Waisman et al., 2018). Ces mesures de type *demand-pull*, pourraient être plus efficaces, par euro dépensé, que celles de type *Supply-Push* si elles sont correctement dimensionnées et limitées dans le temps (Edler et al., 2019 et Aschooff et al., 2020). En effet, la temporalité des actions et leurs réévaluations sont primordiales pour créer un cycle d'innovation itératif : mal dimensionnées, ces mesures pourraient créer des appels d'air importants sur une production initialement faible, limitant ainsi l'innovation (Bonnet et al., 2014).

La commande publique en France représente environ 200 milliards d'euros, dont 60% sont initiés par les collectivités locales en 2018. L'intégration de critères carbones dans les appels d'offres est aujourd'hui possible dans l'analyse du cycle de vie du produit tant au niveau de sa conception du produit que de son utilisation. A partir de 2024, des critères environnementaux sont inclus pour des produits clés de la décarbonation, tels que les pompes à chaleur et voitures électriques). Malgré son inclusion dans le Code de la commande publique (CCP), l'analyse en cycle de vie a été rarement mise en pratique dans les appels d'offres publics en France. Faute de méthodologies éprouvées, la sécurité juridique du processus d'achat reste le principal frein. Toutefois, l'introduction de quotas pour les biens verts pourrait aller bien au-delà des critères basés sur l'ACV, en particulier pour les phases de production et d'utilisation. Une part significative des commandes publiques concerne le secteur de la construction (35

%). Cette situation pourrait faciliter la création d'un marché conséquent pour le ciment bas carbone, tandis que l'acier de construction est souvent déjà bas carbone grâce à l'utilisation importante d'acier recyclé.

De nombreux pays intègrent déjà des critères écologiques dans leurs marchés publics. Par exemple, aux Pays-Bas, les projets sont évalués sur la base de critères de durabilité depuis 2010 et un prix fictif est appliqué sur les intensités carbone pour l'attribution des contrats (Chiappinelli, 2019 ; OCDE, 2014 ; Rijkswaterstaat, 2020). Il s'agit donc d'appliquer un premium pour les biens décarbonés, ou de pratiquer un shadow pricing, afin de créer des marchés spécifiques pour ces produits.

La commande publique peut être fondée selon sur un ou plusieurs des quatre objectifs politiques présentés ci-après (Hasan , 2019) :

- Objectif d'adaptation : mise en place de quotas relatifs ou absolus de commande publique verte. Par exemple, l'objectif d'adopter 60 % de commande publique verte en Corée du Sud depuis 2020 (PNUE et KEITI, 2019).
- Objectifs industriels : réduction des émissions ou amélioration de d'efficacité énergétique dans des secteurs industriels spécifiques.
- Objectifs basés sur des projets : évaluation des propositions en fonction de leur intensité en carbone (exemple du Rijkswaterstaat).
- Objectifs basés sur les produits : mise en place de critères de durabilité pour des matériaux de base comme le ciment ou l'acier.

Interactions temporelles dans les chaînes de valeur

Des dynamiques temporelles peuvent également jouer dans ces interactions au sein des chaînes de valeur. Le décalage dans la transmission des signaux de prix du CO_2 le long de la chaîne de valeur peut considérablement retarder, voire empêcher, les investissements nécessaires en technologies bas carbone , bien qu'il soient essentiels pour la réduction des émissions tout au long de la chaîne de valeur (Skelton et al.,2019).

Les industries des biens de consommation se retrouvent en compétition pour décarboner leurs produits, soit en sélectionnant des fournisseurs de matériaux bas carbone, soit en modifiant leurs produits. En parallèle, les industries des matériaux sont soumises à des incitations directes (*carbon pricing*) et indirectes (demandes de leurs clients) pour décarboner leurs procédés. Cependant ces industries doivent trouver un équilibre pour éviter de leur compétitivité en se décarboner trop rapidement, tout en agissant suffisamment vite pour éviter que leurs matériaux soient remplacés par des alternatives moins carbonées (Lau et al., 2020). Dans le secteur des emballages, par exemple, une des problématiques est de maintenir la compétitivité du verre et des plastiques face à des solutions déjà décarbonées comme celles

à base de cellulose (Simantiris et al., 2024). Cette situation pourrait entrainer, dans certains secteurs, un processus de « destruction créatrice » de type schumpétérien, où les entreprises incapables d'adopter la stratégie du *« first mover advantage* » risquent de disparaître (Rosenberg et al., 2000 et Gianoli, 2020). Des études indiquent ainsi que ceux qui prennent de l'avance en matière de décarbonation peuvent obtenir un avantage concurrentiel significatif (Criqui et al., 2015 et Zhang et al., 2022).

f) Autres facteurs déterminants

Économiques

Plusieurs revues de la littérature ont identifié les principaux moteurs reconnus par les acteurs industriels comme nécessaires à la mise en place de stratégies de décarbonation. Les obstacles économiques sont prédominants pour une industrie confrontée à des contraintes de financement importantes (Axsen et al., 2018 ; Sorell et al., 2018). Le nombre limité d'options de financement peut contraindre les entreprises à allouer des ressources à d'autres projets et investissements technologiques, plutôt qu'à des initiatives ciblées sur la réduction des impacts environnementaux.

L'augmentation du prix de l'énergie et l'émergence de nouveaux marchés liés à la valorisation de la flexibilité sur le réseau électrique (Philibert et al., 2019, Hafner et al.,2021) nécessitent une confiance importante dans la viabilité des choix réglementaires qui rendent leurs investissements rentables (Fuzyfer et al., 2020). Ce manque de confiance peut dissuader les entreprises d'adopter des technologies d'électrification.

Le rôle de l'État dans la gestion de la décarbonation industrielle a également suscité une attention considérable. Par exemple, la mobilisation de fonds publics et d'entreprises ayant des liens solides avec le gouvernement explique le rôle moteur de certains pays dans le développement de l'industrie bas carbone (Karltorp et al., 2024). Le projet Hybrit, en Suède, une première mondiale dans la réduction directe du fer à l'hydrogène, illustre bien ce point. Ce projet mobilise trois acteurs majeurs - Vattenfall, SABB, et LKAB- tous ayant des liens étroits avec l'État suédois.

F. Les besoins de scénarios pour les analyses de long terme

Le terme de « prospective » a été introduit par Gaston Berger dans les années 1950 en France (Durance et al., 2008). La prospective se distingue des prévisions (*forecast*) en ce sens qu'elle vise à élaborer des scénarios à même d'éclairer les décisions stratégiques, plutôt qu' à prédire le futur. Une méthodologie détaillée est exposée par Jouvenel et Fish(2004) : définition du problème et choix de l'horizon, construction du système et identification des variables clés, recueil des données et élaboration des hypothèses, construction des futurs possibles, souvent en forme d'arborescence, formulation des choix stratégiques. Dans notre cas, le problème traité concerne les évolutions des usages énergétiques de l'industrie en France. L'horizon de temps retenu, 2050, est commun à de nombreux scénarios de référence en France et en Europe, il reflète l'inertie du système et les échéances des actions nécessaires pour atteindre les objectifs de neutralité carbone. La construction de scénarios de transition à long terme via des modèles d'évolution des consommations présente diverses limites. La première réside dans leur complexité, dû au choix des dynamiques représentées, ce qui rend leur interprétation difficile. Ces scénarios ne fournissent pas une prédiction mais visent à établir une cohérence d'ensemble en fonction des dynamiques sélectionnées et d'un ensemble de paramètres. De plus, la variété et l'hétérogénéité des hypothèses, ainsi que leur nombre, ne permet pas d'effectuer toutes les analyses de sensibilité nécessaires, notamment lorsqu'ennes sont.

Toutefois, ces outils sont fortement mobilisés aujourd'hui, car ils fournissent des bases solides pour explorer le champ des possibles à l'horizon 2050. Nous examinons dans cette partie le cadre dans lequel ils peuvent être mobilisés.

a) Un retour à la planification

La Stratégie Nationale Bas Carbone SNBC2 (DGEC, 2020) avait fixé un objectif de réduction de 35 % des émissions de GES dans le secteur industriel d'ici 2030. Cependant, cet objectif de décarbonation devra être revu à la hausse à la suite de l'adoption du paquet européen « Fit-for-55 », qui vise une réduction globale des émissions européennes de 55 % d'ici 2030 par rapport à 1990. Ces ajustements seront proposés dans une 3ème version de la SNBC, qui doit être soumise au Parlement dans le cadre de la loi de programmation sur l'énergie et le climat (LPEC). Ce nouveau cadre réglementaire européen fixe pour le secteur industriel un objectif de réduction des GES de 45 % d'ici 2030 par rapport à 2019.

Etant donné l'évolution des émissions de 1990 à 2019, l'industrie sera l'un des secteurs ayant le plus contribué à la réduction des émissions de GES par rapport à 1990, bien au-delà de l'objectif de - 55 %. Cela a permis de compenser les émissions des secteurs où la décarbonation

a été moins rapide, voire inexistante, comme le secteur des transports qui n'a toujours pas entamé la réduction de ses émissions de GES

Pour atteindre ces objectifs, une communication importante a été mise en place pour favoriser la planification écologique : l'État et l'industrie coconstruisent une stratégie commune et planifient les investissements publics et privés en faveur de la décarbonation. Le Président de la République a personnellement rencontré les industriels des 50 sites les plus émetteurs et a annoncé une enveloppe supplémentaire de 5 Mds d'euros, sous condition d'intensification de leurs efforts au cours des 18 prochains mois suivant leur rencontre. Cette somme s'ajouterait aux 6,2 Mds d'euros déjà prévus dans le cadre des programmes "France 2030" et "France Relance".

Afin de planifier la décarbonation de l'industrie de manière cohérente avec cette nouvelle ambition, les différentes filières industrielles (sidérurgie, ciment, chimie, agroalimentaire, etc.) ont été chargées d'établir des feuilles de route précises et chiffrées pour chaque filière et chacun des 50 sites, sous la supervision de l'État. Ces feuilles de route détaillent les différentes mesures de décarbonation envisagées, telles que l'électrification, la capture et le stockage du carbone (CCS), la chaleur biomasse, l'hydrogène, l'efficacité énergétique, etc. L'objectif est de permettre à l'État de soutenir le développement de ces technologies de manière proportionnée, en utilisant un panel de dispositifs à sa disposition : aides au CAPEX sous forme de guichet ou d'enchère, aides aux OPEX, contrats pour différence de carbone (CCfD) (de manière transitoire ou prolongée, accordée après enchères ou au guichet), ainsi que ou encore des contrats pour différence d'électricité permettant de sécuriser l'approvisionnement en électricité.

Ces dispositifs, doivent permettre de décarboner au juste prix, en mettant en cohérence les stratégies de court terme (dispositifs réglementaires) et celles de long terme (ambitions carbone). Le retour à une forme de planification des investissements, au détriment des mesures de marché, nécessite un renfort des connaissances publiques pour mieux dimensionner les dispositifs, et éviter les effets d'aubaines liés à un mauvais calibrage, tels que l'octroi aides aux CAPEX à des investissements déjà rentables. La co-construction de stratégies entre l'Etat et les industriels nécessite également d'équilibrer cette relation en rétablissant une compréhension approfondie des contraintes de ces acteurs.

Ces enjeux sont d'autant plus importants pour l'industrie, qui souffre d'une faible diversité avec une poignée d'acteurs dans chaque secteur. Cette situation ne permettant pas de mettre systématiquement en place des stratégies pour diminuer les effets d'aubaine (par exemple, par le biais enchère) et peut être marquée par une asymétrie d'information importante.

Ainsi nous pouvons résumer les enjeux des scénarios dans le pilotage de la décarbonation de l'industrie comme suit :

- **Identifier des mesures cohérentes du court au long terme :** identifier les technologies et le parc nécessaire à l'horizon 2050 permet de distinguer les investissements incrémentaux pertinents à subventionner, car susceptibles de réduire le coût total de la transition, les investissements avec un potentiel de décarbonation limité qui deviendront des coûts échoués sous des contraintes carbone rigoureuses. Le coût sera à la fois supporter par l'industriel, mal accompagné dans ses choix d'investissement, et par des aides publiques inefficaces.
- **Identifier les mesures les plus efficaces** : différents dispositifs réglementaires et évaluer leur impact potentiel une fois mise en oeuvre.
- **Identifier le niveau de mesure nécessaire pour atteindre les objectifs de long terme : déterminer** les effets intertemporels et les enjeux de timing dans le calibrage des besoins d'investissements liés à la forte inertie et aux cycles d'investissement, afin de décliner les enjeux de long terme en actions à court terme.

Le manque de données pour piloter correctement la transition se fait ainsi sentir. L'estimation des besoins en financement pour la décarbonation de l'industrie est un travail ardu. En introduction de leur paragraphe sur l'industrie, Pisani-Ferry et al.(2023) indiquent : *« dans l'industrie, il est difficile d'estimer précisément les besoins d'investissements »* par comparaison aux autres secteurs (bâtiment, transport, industrie de l'énergie, etc.) dont les investissements nécessaires ont été étudiés avec plus de détails. Par ailleurs, Métayer et al.(2023) rappellent le faible nombre d'études publiées à ce jour .La question des infrastructures

Les exercices de scénarisation dépassent le simple enjeu du pilotage sectoriel. En effet, les objectifs à atteindre d'ici 2050 dans tous les secteurs nécessitent de faire évoluer de façon concomitante les infrastructures industrielles avec l'ensemble du secteur industriel (Wyns et al., 2019). Les besoins en infrastructures se concentrent autour de la question des pipelines et des ports d'exportations de CO_2, de la production et du transport d'hydrogène, du développement de nouvelles infrastructures de production d'électricité correctement dimensionnées, ainsi que du réseau de transport et de distribution d'électricité.

Ces travaux de longue haleine sont lancés dès aujourd'hui pour répondre aux besoins de l'industrie, qu'il convient donc d'anticiper au mieux. Bien qu'une grande partie de ces infrastructures soient destinées à être privées, leur déploiement est fortement encadré par l'État. Celui-ci doit fournir un cadre réglementaire adapté aux nouvelles infrastructures, notamment pour éviter les effets de rente et assurer le bon partage de la valeur au sein de la chaîne de valeur, attirant ainsi les acteurs privés. L'État a également décidé d'accompagner ces projets en signant des accords bilatéraux pour l'accès aux sites de stockage de CO_2.

G. Les défis du modélisateur pour modéliser le futur de l'industrie

a) L'energy effiency gap et l'électrification

L'efficacité énergétique est l'un des principaux leviers pour réduire les émissions de CO_2 résultants des usages énergétiques dans l'industrie. Des recherches antérieures ont montré que la mise en œuvre de technologies à hauts rendements énergétiques et l'adoption de pratiques de gestion de l'énergie sont les deux méthodes les plus importantes pour améliorer l'efficacité énergétique dans ce secteur. Toutefois, plusieurs études révèlent un important *energy effiency gap* : les modèles de prospective prévoient généralement la mise en place de mesures d'efficacité énergétiques jugées rentables qui ne sont pas, en réalité, implémentées, entraînant une sous-réalisation récurrente des objectifs d'efficacité énergétique.

Cet « *energy efficiency gap »* est potentiellement difficile à mesurer dans l'industrie, car il nécessite de connaître les frontières technologiques et de positionner les acteurs à l'échelle du site ou de l'équipement par rapport à celle-ci. Malgré tout, ce concept est théorisé et étudié depuis les années 1980. Aujourd'hui, les évaluations des mesures rentables (au sens de la valeur actualisée nette) d'efficacité énergétique varient entre 10 et 20 % au niveau européen pour l'industrie (JRC, 2020 ; CEREN, 2018).

Deux grandes familles de raisons expliquent ce décalage (Hirst 1990) :

- Les barrières comportementales et la sous-optimalité des décisions d'investissements. Les freins à l'investissement sont, comme nous l'avons vu, multiples. Les décisions d'investissement liées à l'énergie peuvent souffrir de nombreux biais : choix d'un indicateur sous-optimal (TRI), manque de formation, manque de main-d'œuvre, solutions commerciales peu développées, risque de disruption de la production, limitation des capitaux, incertitudes réglementaires ou sur la demande (Gerarden et al., 2017 ; Paramonova et al., 2015 ; Allcott et al., 2012 ; Backlund et al., 2012). Il est ainsi courant pour des industriels de réaliser des investissements avec des critères équivalents à des taux d'actualisation de 20 à 35 %, bien au-delà du coût du capital (Rivers et al., 2005 ; Hausman et al.,1979 ; Dubin et al., 1984). De plus, même si les coûts d'investissement sont connus, les gains en efficacité réelle peuvent être difficiles à estimer pour un industriel. Par conséquent, bien que de nombreux investissements seraient rentables selon la théorie économique, ils ne sont pas mis en œuvre (Ryan et al., 2016).
- Les barrières de modélisation. La complexité des systèmes industriels rend difficile l'estimation à un niveau de détail suffisant pour envisager l'ensemble des contraintes affectant la production, notamment en termes de de qualité du produit et de fiabilité de la production, qui sont pourtant au cœur de leur métier (Fleiter et al., 2014). Les investissements industriels cherchent souvent à optimiser une partie du procédé en

conservant les équipements attenants. Ainsi, de nombreuses contraintes réelles, correspondant à des coûts cachés (*hidden costs*) tels que la praticité du stockage, la place disponible, ou l'intégration énergétique ne sont pas modélisables. Les analyses bottom-up *ex ante* sont ainsi connues depuis longtemps pour surestimer les gains potentiels d'efficacité énergétique (Nadel et al., 1991). Une solution proposée est d'améliorer la représentation de l'hétérogénéité des agents qui perçoivent des coûts et utilités différentes d'une nouvelle technologie (Jaffe et al., 1999 ; Alberin et al., 2013). Cette hétérogénéité permet de reconstruire des courbes d'adoptions de technologie cohérentes avec les trajectoires historiques, en passant d'un marché de niche à une adoption massive suivi d'une conversion des irréductibles (Grubb, 2012). Bien que l'industrie soit souvent considérée comme relativement protégée de ces biais, des modélisateurs ont examiné l'hétérogénéité des entreprises face à l'efficacité énergétique (Rivers et al., 2005). Un biais de modélisation régulièrement soulevé est le cadre de modélisation choisi, où les technologies sont considérées à un instant donné pour leur seul gain d'efficacité énergétique. Or, les comportements d'investissement, en particulier ceux concernant des équipements industriels, souvent irréversibles, doivent être considérés dans un contexte plus large, offrant des possibilités futures et tenant compte des valorisations d'options réelles (Dixit et al., 1994 ; Kellogg et al., 2014 ; Hassett et al., 1993).

Ainsi, une stratégie de réduction des écarts entre modélisation et réalité pourrait s'attacher à représenter les coûts cachés, par exemple par des mesures d'hétérogénéité, ainsi que sur les biais comportementaux des acteurs.

Les prévisions d'électrification de l'industrie, en particulier en Europe, ont été nombreuses au cours des dernières décennies. Les plus notables datent des années 1980, à la suite des chocs pétroliers de 1973 et 1979, qui ont conduit au lancement du plan Messmer pour le développement du nucléaire en France. Jusqu'aux années 80, ce développement s'est accompagné d'une électrification importante de l'économie, concentrée principalement sur les ménages. Ainsi, en 1984, une édition de la revue des Annales des Mines porte sur le soutien nécessaire à l'électrification de l'industrie pour qu'elle prenne le relais dans la croissance de la consommation d'électricité (voir citation ci-dessous).

« EdF disposera en 1990 d'un parc nucléaire important dont la valeur atteindra 300 milliards de francs, on peut considérer que la moitié de cet investissement aura été consenti pour le secteur industriel ; cet investissement déjà réalisé représente plus des ¾ de l'investissement à réaliser sur l'ensemble de la filière pour utiliser l'électricité dans l'industrie. Il convient donc désormais de réaliser les investissements nécessaires à l'utilisation de ce parc de production : au moins 30 milliards de francs d'investissement sont nécessaires pour atteindre les 30 à 40 TWh d'usages nouveaux retenus comme objectif pour l'horizon 1990. Or le rythme actuel d'investissement – 1 milliard de francs par an- ne permet qu'un placement de l'ordre de 1TWh par an. »

Gilles Bellec,1984

(Directeur du Gaz, de l'Électricité et du Charbon au ministère de l'Industrie et de la Recherche)

Les solutions mises en avant à cette époque dans les secteurs du papier-carton (infrarouge, micro-ondes), de la métallurgie (induction), des IAAs (CMV), de la sidérurgie (plasma) et de la chimie (PAC, CMV, hydrogène électrolytique, MTO) sont encore en cours de déploiement aujourd'hui, bien que ces technologies aient connu de nombreux développements. L'objectif à cette époque était d'augmenter le taux d'électrification de l'industrie de 10 points d'ici 1990, soit en 6 années, et de dépasser les 50 % dans les années 2000. Cette échéance correspond à celle que nous nous fixerions aujourd'hui pour 2040.

L'électrification de l'industrie a bien progressé de 1984 jusqu'au début des années 2000 (Figure 49),puis elle a stagné autour de 30-35 %. Pire encore, en corrigeant des effets de structure (évolution des volumes d'activités de chaque secteur), le taux d'électrification réel a stagné depuis 1990. Les industries les plus intenses en énergie ont été soumises à une pression de délocalisation plus importante que l'industrie diffuse, qui était plus fortement électrifiée. Les trajectoires d'électrification cachent ainsi des réalités sectorielles importantes. Par exemple, le secteur agroalimentaire a vu son taux d'électrification passer de 14 % en 1960 à 28 % en 1980, atteignant aujourd'hui 40 %, tandis que la chimie (hors matières premières) a maintenu une forte préférence pour les combustibles fossiles, avec un taux d'électrification n'ayant varié que de 4 points depuis.

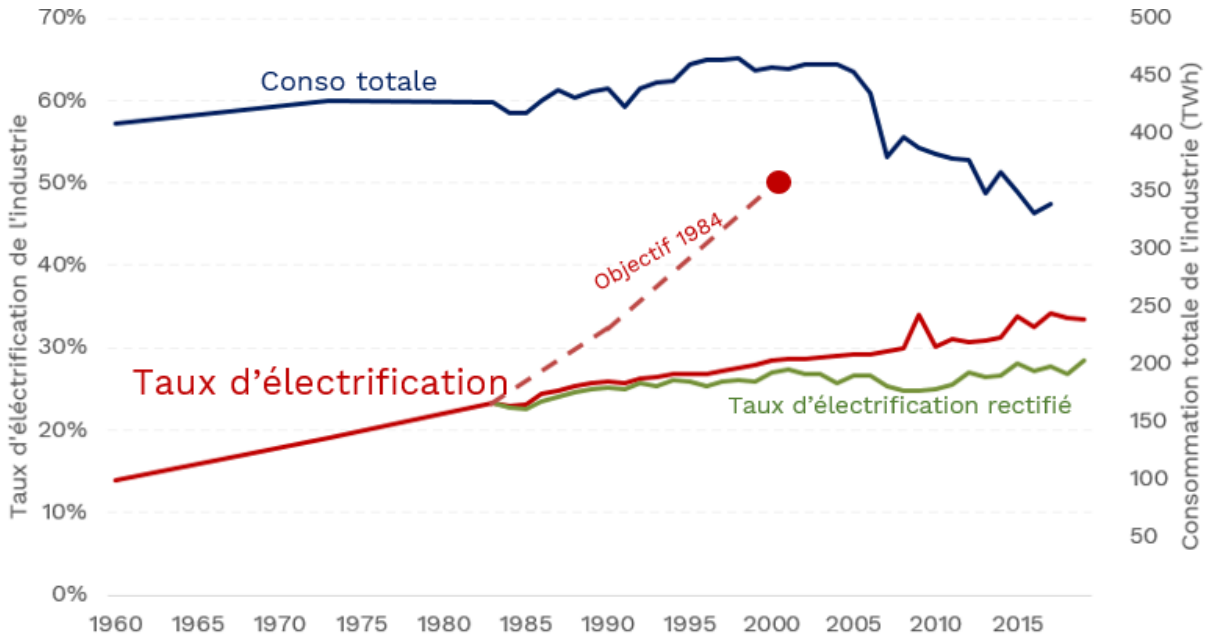


Figure 49 Taux d'électrification de l'industrie de 1983 à 2018 (CEREN)

Si cette électrification massive ne s'est pas concrétisée, c'est en grande partie dû à la chute du prix du baril de pétrole en 1986, rendant le pétrole à nouveau très compétitif face à l'électricité, puis à l'augmentation du coût de l'électricité dans les années 2000 (Clément et al., 2007). Pourtant, une grande partie des limites liées à l'électrification, exposées précédemment dans ce chapitre, avaient été anticipées. L'État et EDF avaient ainsi mis en place des dispositifs pour faire face aux difficultés de financement, au manque d'informations sur les technologies disponibles, au besoin de R&D pour adapter les solutions à chaque industriel et aux incertitudes économiques de moyen terme.

Comprendre les deux « *gap* » entre les projections et le niveau réalisé des consommations d'énergie dans l'industrie permet de mieux anticiper les principaux défis à relever dans les efforts de modélisation de long terme. La littérature souligne le besoin pour de modèles mêlant une approche d'ingénieur bottom-up avec une description fine des procédés, et une description explicite des risques perçus par les industriels.

b) Demande de matériaux dans le futur

Nous avons vu que différents leviers liés à la consommation de matériaux peuvent contribuer pleinement à la transition du secteur industriel, notamment en abordant la question des services offerts par ces biens. Ainsi le recyclage, la substitution de matériaux, l'efficacité matière et la stratégie des 3R (Réduire, Réparer, Recycler) sont autant de dynamiques favorisant une réduction de la consommation de biens. En Europe, les études s'accordent pour

estimer des gisements importants de réduction de la consommation de matériaux, tout en satisfaisant une grande partie des usages. Toutefois, l'industrie est également le secteur qui produira les biens nécessaires pour mieux produire et consommer l'énergie dans la transition : allègement des véhicules, production d'énergies renouvelables, isolation des logements, entre autres. Ces dynamiques contradictoires aboutissent à des prédictions contrastées selon les biens industriels et les modélisateur (Figure 50).

Selon les données de l'OCDE, la consommation mondiale de matériaux devrait doubler dans le monde d'ici 2050, principalement en raison des besoins liés à la construction (Agrawala et al., 2019). Bien que le principal moteur de cette croissance de la demande esoit lié aux économies émergentes d'Asie, du Moyen-Orient et d'Afrique, les besoins en matériaux de l'Europe pourraient également augmenter significativement, principalement en raison des investissements dans les infrastructures visant à faciliter la transition énergétique.

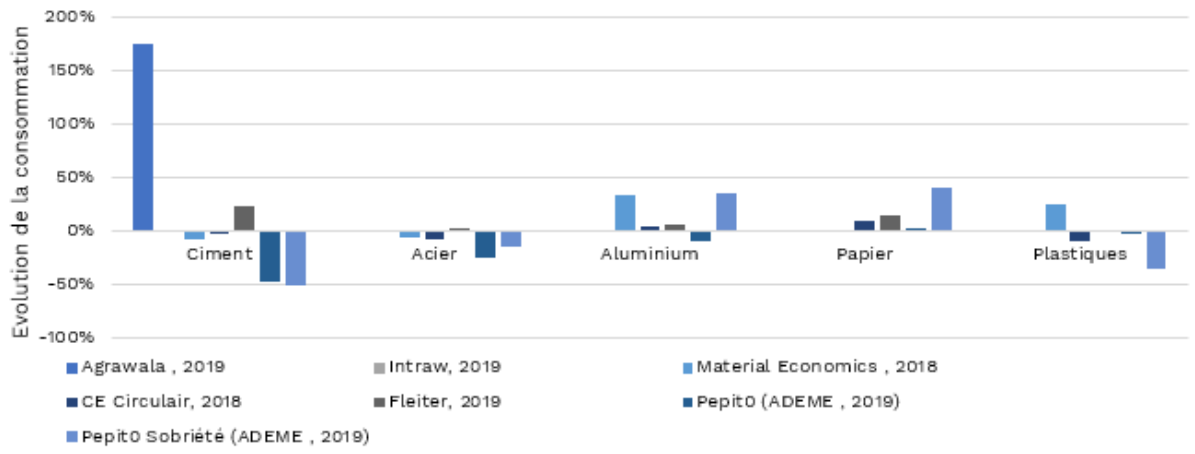


Figure 50 Projections de la demande de matériaux en Europe en 2050 par rapport à 2018

Ces projections contrastent fortement avec les scénarios qui sous-tendent la stratégie annoncée par la Commission européenne en 2018 et qui constitue la base du Green Deal européen. Les résultats de la modélisation sous-jacente du modèle Forecast font état d'une consommation de matériaux stagnante dans leurs scénarios, bien que la consommation de ciment augmente de manière significative (Fleiter et al., 2019). Le scénario CIRC de la Commission européenne (EC, 2018) prévoit des évolutions de consommation futures allant de -3 % (aluminium) à -12 % (papier). Parallèlement, des études menées par Material Economics (2018) prévoient également une stagnation de la demande de matériaux jusqu'en 2050.

L'outil développé par l'ADEME, Pepit0, prévoit selon ses scénarios une hausse de la consommation d'aluminium (pour l'allègement de l'automobile), une baisse du ciment (tirée par la rénovation plutôt que la construction) et une hausse du papier (pour remplacer les

plastiques à usage unique). Des travaux sectoriels s'intéressent aux dynamiques spécifiques derrière chacun de ces matériaux. Selon Pedneault et al. (2023) il n'est pas simple de transposer cette évolution de stock en une évolution de flux régionaux de production, en raison des incertitudes sur le potentiel de développement du recyclage, des en termes d'alliages et de la réorganisation mondiale des chaînes de valeur.

Finalement, d'autres travaux, dans une perspective de sobriété, se penchent sur les besoins en matériaux nécessaires pour assurer des niveaux de vie décents pour tous (Vélez-Henao et al., 2023 et Wiedenhofer et al., 2023). Ces études envisagent des réductions possibles de la consommation de matériaux très importantes (-40 % à -56 %) si l'ensemble des leviers de sobriété étaient mobilisés.

Même si la consommation de matériaux au sein de l'Union européenne stagne au cours des prochaines décennies, l'évolution historique des différents États membres peut donner lieu à des modèles de consommation nationaux très contrastés.

c) Les modèles disponibles : IAM & Simulation, Top -Down et Bottom-Up

Ces dernières années, de nombreux travaux ont été réalisés à l'échelle française pour éclairer le champ des possibles des consommations d'énergies associées à l'industrie à l'horizon 2050. Les scénarios proposés par l'ADEME, Negawatt ou RTE, qui contribuent à la construction de la 3e SNBC , constituent des éléments importants du débat public sur ces enjeux. Ces scénarios normatifs apportent des éclairages sur l'insertion du système industriel dans une économie décarbonée, enrichis par des narratifs de sociétés forts. Toutefois, leurs méthodologies, principalement normative, bien qu'attachées à la cohérence de leurs hypothèses, ainsi que leursfaibles niveaux de désagrégation sectoriels et technologiques, limitent fortement leur portée par rapport à des travaux de modélisation plus détaillés.

Une famille de travaux prospectifs utilise des fonctions de production CES pour représenter la capacité du système productif à évoluer face à de nouvelles contraintes de coût (Arrow et al., 1961). Toutefois, les paramètres de ces fonctions de production ont été calés sur des études économétriques basées sur des données historiques. En conséquence, ces modèles exhibent un certain conservatisme lié à la construction des élasticités, qui particulièrement pour les facteurs techniques ont des domaines de validités restreints. Ces fonctions ont des difficultés à identifier des ruptures technologiques, telles que l'électrification inédite dans certains secteurs ou l'arrivée d'un nouveau procédé technologique(Pietzcker et al., 2017), les basculements et effets de seuil, correspondant à un basculement entre deux technologies concurrentes (Frei et al., 2003), ainsi qu'une représentation juste des dynamiques de diffusion (Barretto et al., 2008) ou d gisements d'économies d'énergie (Kaya et al., 2017). Ces approches Top-Down représentent souvent les secteurs industriels de façon très agrégé.

D’autre part, les modèles dits d’ingénieur ou *bottom-up* se basent sur des connaissances sectorielles et techniques pour construire des trajectoires d’évolution. Selon Fleiter (2011), on peut distinguer trois types de modèles bottom-up.

Les modèles comptables constituent la première génération de modèles de systèmes énergétiques. Ces modèles dépendent largement d’hypothèses externes concernant l'évolution technologique. La plupart d'entre eux négligent des paramètres essentiels tels que les prix de l'énergie et les comportements d’investissement des industriels.

Les modèles d'optimisation cherchent à atteindre un équilibre partiel sur les marchés de l'énergie, en prenant en compte les interactions entre la demande et l'offre. Initialement conçus comme des problèmes d'optimisation linéaire visant à minimiser le coût total du système énergétique, ces travaux prospectifs modélisent les technologies de rupture et leur développement dans des cadres techno-explicites d’optimisation à moindre coût pour le système (Xylia, 2014 ; Seck, 2012 ; Djeema, 2009) (Figure 51). En se basant sur des modélisations bottom-up, ces modèles produisent une image cohérente de l’ensemble du secteur industriel et analysent les stratégies de décarbonation en termes de coûts et d’investissements. La désagrégation des secteurs industriels permet de prendre en compte les synergies, les limitations des gisements énergétiques et les échanges commerciaux entre pays. Ces modèles restent toutefois complexes et, bien qu’ils tracent des trajectoires possibles, ils ne permettent pas d’analyser les déterminants ou de représenter fidèlement les décisions industrielles. Les approches ultérieures incluent des formulations non linéaires et à nombres entiers mixtes, qui optimisent parfois les émissions plutôt que les coûts énergétiques (Pfenninger et al., 2014).

Finalement, les modèles dits de simulation se basent souvent sur des modèles comptables (Fleiter et al., 2011). Dans ces modèles, l'évolution du parc industriel est simulée à l'aide d'algorithmes d'adoption de technologies qui n'optimisent pas nécessairement les coûts minimaux du système. La définition des modèles de simulation selon Pfenninger s’étend à des approches modulaires, où les sous-modèles, tels que ceux des sous-secteurs industriels, peuvent à nouveau incorporer des algorithmes d'optimisation. Ces modèles de simulation sont flexibles dans leur paramétrisation, permettant d’incorporer du réalisme comportemental dans la modélisation des acteurs (Jaccard, 2015).

Dans sa revue, Hilpert (2017) fait la distinction entre les modèles, les générateurs de modèles et les cadres de modélisation, tout en se concentrant sur les approches d'optimisation.

Nous listons les principaux modèles s’intéressant à l’industrie dans la Figure 50. La grande hétérogénéité des technologies de production et des utilisations de l'énergie dans l'industrie représente un défi considérable pour ces modèles. Certains d’entre eux offrent un niveau

élevé de détails technologiques, de paramètres de politiques, plusieurs voies de transition ou des diversités de coûts, mais très peu prennent en compte tous ces aspects dans le cadre d'une approche intégrée. Les modèles très détaillés sur le plan technologique sont souvent moins complets en ce qui concerne la prise en compte des instruments politiques. Des critiques récurrentes sur la modélisation de l'industrie soulignent une représentation inadéquate des cycles matières et des possibilités d'intervention sur les chaînes de valeur (Pauliuk et al., 2017 ; Fischedick et al., 2014). Pour représenter efficacement ces actions de mitigation, il est nécessaire d'avoir au préalable une représentation suffisamment fine des secteurs et des biens industriels, afin de mieux comprendre les évolutions de la demande.

$$NPV = \sum_{r \in R} \sum_{y \in YEARS} (1 + d_{r,y})^{REFYR-y} \bullet ANNCOST(r,y)$$

NPV : est la valeur actuelle du coût total pour toutes les régions ;

ANNCOST(r,y) est le coût total annuel de la région r pour l'année y ;

$d_{r,y}$: le taux d'actualisation général ;

REFYR correspond à l'année de référence pour l'actualisation ;

YEARS est l'ensemble des années du modèle pour lesquelles on a des coûts ;

R l'ensemble des régions.

Figure 51 Fonction Objectif à minimiser dans le modèle TIMES (Djeema, 2009)

Modèle	Type	Secteurs modélisés	Publication	Industrie
DNE21+	Optimisation du coût total	Acier	RITE, 2008	4 voies de production représentées
TIMES	Optimisation (équilibre partiel)	IGCE	Loulou et al., 2016 Djeema et al., 2009	
AIM	Optimisation (équilibre partiel)	Industrie comme services énergétique	Hanaoka et al., 2015	
PRIMES	Hybride (équilibre partiel)	18 secteurs	E3m lab, 2016	30 sous-secteurs, avec représentations d'un agent microéconomique par secteur
NEMS	Dynamique des systèmes	IGCE	EIA, 2018	Données vintage fleet pour les procédés
ENUSIM	Trajectoires déterminées	IGCE	Fletcher et al., 1995	Représentation d'un stock d'équipement et âge de renouvellement
Save	Simulation sur évolutions historiques	Industrie & Agriculture	Daniel et al., 2007	Concentré sur la cogénération

POLES	Équilibre partiel	IGCE	Keramidas et al., 2017	Évaluation spécifique pour les sites importants
FORECAST	Simulation	Toute industrie (8 secteurs - 64 procédés)	Frassine et al., 2016	
LIEF	Simulation économétrique	10 secteurs	Ross et al. 1993	Bottom-up & données empiriques sans représentation d'inertie
CIMS	Équilibre partiel	IGCE	Murphy et al. 2007	191 technologies
MESSAGE	Optimisation (équilibre partiel)		IIASA 2016,	Description concentrée sur faibles besoin en T°
OSeMOSYS	Optimisation du coût total		Moksnes et al., 2015	
PyPSA	Optimisation (équilibre partiel)		Brown et al., 2018	
EMMA	Optimisation (équilibre partiel)		Hirth et al. 2017	
Calliope	Optimisation (équilibre partiel)		Pfenninger et al.2018	

Figure 52 Modèles prospectifs sur l'industrie

H. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons mis en lumière les nombreuses spécificités de l'industrie, qui rendent l'analyse de sa décarbonation particulièrement complexe. L'industrie, notamment en France, regroupe une diversité de secteurs dont les solutions techniques de décarbonation, les dépenses énergétique et l'exposition à la concurrence internationale varient considérablement. Toutefois, certaines caractéristiques communes émergent, notamment le rôle des cycles d'investissement, qui peuvent constituer des vecteurs d'inertie importants et d'aversion à l'investissement dans ces secteurs.

Les politiques publiques à mettre en oeuvre présentent également des bases communes qui permettent leur articulation autour de deux axes complémentaires : les politiques de stimulation de l'offre (*supply-push)* et de la demande (*demand-pull*.) Les premières visent à promouvoir l'innovation et le développement de procédés bas-carbone, tandis que les secondes doivent favoriser la création.

Après avoir exposé ces enjeux, nous abordons les défis spécifiques de la modélisation long-terme. La démarche prospective, en particulier lorsqu'elle repose sur des modèles, vise à éclairer les futurs possibles sans prétendre les prédire.

L'analyse de divers modèles développés au cours des dernières décennies nous permet de dégager deux défis majeurs dans la construction de tels modèles. Le premier défi repose sur le caractère optimiste des modèles techniques bottom-up, en raison à la fois de leur réductionnisme et de la sous-optimalité des comportements des agents qu'ils modélisent. Le second défi réside dans la difficulté à imaginer l'architecture d'une industrie qui aura, dans un horizon de 30 ans, réussi à décarboner l'ensemble de l'économie.

Ces réflexions serviront de socle pour notre proposition de modèle prospectif détaillée dans le prochain chapitre, où nous hiérarchiserons les efforts nécessaires pour affiner ces éléments.

2. Modélisation prospective du secteur industriel : les apports de la représentation d'une structure technologique détaillée

A. Introduction

Les modèles des systèmes énergétiques sont des outils couramment mobilisés pour prendre des décisions stratégiques dans la transition vers une économie bas carbone. De nombreux modèles sont aujourd'hui disponibles, mais ceux-ci sont principalement concentrés sur la production et transformation de l'énergie plus que sa consommation, avec un faible détail sectoriel du côté de la demande. La représentation de l'industrie est d'autant plus fruste que sa diversité, la difficulté d'en construire une vision synthétique et le peu d'informations publiquement accessibles limitent les possibilités de construction de modèles d'évolution. Pendant longtemps cette représentation aura valu à ce secteur d'être considéré comme difficile à décarboner (« *hard to abate* »). Cette caractérisation est aujourd'hui largement remise en question tant les solutions techniques se sont développées et ont été connues des modélisateurs. Cette catégorisation hâtive pourrait être attribuée à des représentations limitées dans la grande majorité des modèles, *top-down* comme *bottom-up*, avec des coûts d'abattement (de réduction) des émissions de CO_2 importants, ou sans solution de décarbonation qui soit proposée. Les modèles récents aujourd'hui donnent des visions régionales plus optimistes sur la transition de l'industrie manufacturière. Par exemple, le modèle NEMS (EIA, 2022) possède un grand détail sectoriel bien qu'une représentation limitée des décisions d'investissement là où le modèle canadien CIMS (Murphy et al., 2007) s'est concentré sur un réalisme des processus industriels poussé. L'industrie néerlandaise bénéficie d'un modèle extrêmement détaillé des procédés de production (Save production). Plusieurs modèles mondiaux ont également des considérations sectorielles poussées associées à des bases de données technologiques récentes notamment IMAGE (Van Sluiveld et al., 2022) et FORECAST (Fleiter et al., 2014). Toutefois, si le détail sectoriel de ces modèles s'est amélioré, la description du parc industriel en place, et donc de la catégorisation des besoins de celle-ci reste limitée par les données disponibles.

Dans ce deuxième chapitre, nous proposons un premier modèle d'évolution technologique de l'industrie manufacturière française qui vise à estimer l'impact de long terme des fondamentaux de la demande énergétique de l'industrie. Le cœur de ce travail aura été de sélectionner, qualifier et recouper les données disponibles, aussi bien pour caractériser de manière assez fine le parc industriel, que ses possibilités d'évolutions technologiques. Cette reconstruction détaillée permet la mise en place d'un modèle de simulation des choix d'investissement facilement paramétrables pour répondre à des paradigmes variés. Nous

nous concentrons ainsi sur la structure du modèle, les choix de classification qui ont été réalisés ainsi que des résultats illustratifs.

Les travaux qui suivent offrent ainsi une première description de l'ensemble de l'industrie française, qui sera ensuite enrichie dans les chapitres suivants, en conservant une approche sectorielle, et en intégrant des informations spécifiques disponibles. Il apparaissait toutefois nécessaire de réaliser ce travail avec une description uniforme et aussi homogène que possible de l'ensemble des secteurs dans un premier temps. Ceci permet notamment d'extraire des informations caractéristiques du système industriel et de comparer nos résultats à ceux des modèles traditionnels. Nous nous concentrerons donc sur une démonstration de la capacité du modèle que nous construisons de calculer des trajectoires cohérentes et complètes.

B. Reconstruction *bottom-up* des consommations des sites industriels

L'industrie est décrite via des découpages statistiques variés selon les organismes publics en charge de son étude avec, en France, l'INSEE, le MTE, le CEREN et le CITEPA en particulier. Le Tableau 7 liste les sources de données disponibles pour la décrire statistiquement selon l'échelle des données disponibles. Les liens possibles sont identifiés (en bleu dans le tableau) et les liens qui ont été construits dans la suite des travaux (en rouge dans le tableau). L'échelle du secteur industriel ou du sous-secteur industriel (suivant la Nomenclature d'activités française - NAF) concentre l'essentiel de la connaissance quant aux procédés employés, aux volumes de production et d'énergie consommée. Cependant, décrire l'hétérogénéité de chaque secteur nécessite des informations sur la répartition des différents sites producteurs au sein de ses secteurs. Ceci nécessite de mobiliser des sources à l'échelle de l'entreprise, de l'établissement ou même de l'adresse afin de le localiser.

Tableau 7 Base des données disponibles pour caractériser l'industrie française. Vert : Bonne couverture des entreprises (>80%), Orange : Couverture moyenne (>60%), Rouge : couverture faible (<60%). FE : Facteur d'émission. CS : Consommation spécifique. CA : Chiffre d'affaire

	Energie	CO2	Procédés existants	Volume de production	Indicateurs économiques
Sectoriel	ODYSSEE-MURE	SECTEN, OMINEA, CRF	CNI, BDD sectorielles	CNI, Syndicats de filière	
NCE	EACEI			Douanes	
NAF xx.yyZ	BIC, PARC	BICarbone	PARC, BREF, TI	PRODCOM, COMEXT, STAN, IPI	ESANE
Entreprise					Diane
Etablissement	ERTPR	ETS, ICPE			Diane, Siren
Adresse	Agence ORE				

Un apport important des travaux réalisés ici est l'exploitation de bases de données fournies par le CEREN (Centre d'Etudes et de Recherches Economiques sur l'Energie) et notamment les bases BIC et PARC portant respectivement sur l'ensemble des consommations de l'industrie, et celles des procédés. Ces bases sont réalisées par l'envoi de questionnaires et d'enquêtes sur les sites industriels. Un traitement statistique complétés par les bases de données EACEI permet une désagrégation des consommations d'énergie de l'industrie sur plus de 17 dimensions (Tableau 8). Les bases de données consolidées sont de l'ordre du million de lignes.

Tableau 8 Principales dimensions des bases de données CEREN

Secteur : NAF ou NCE
Opération énergétique : séchage, chauffage des fluides, évaporation, distillation …
Technologie : échangeur à tube, échanges à plaque, micro-ondes, infra-rouge, réduction …
Energie : biomasse, électricité, GPL, fioul, charbon
Puissance de l'équipement
Taux de charge de l'équipement
Température du procédé
Age

L'apport majeur de ces bases de données est le traitement d'informations sur l'âge des équipements industriels en place issus des enquêtes de terrain. Ces données sont indispensables pour mettre en place un modèle de simulation correctement informé quant aux dynamiques de renouvellements des équipements. Les consommations d'énergie de ces bases ont été enrichies des consommations associées à la transformation d'énergie achetée (chaudières externes aux sites produisant de la vapeur). Ces données ont servi de base à la reconstruction *bottom-up* des consommations d'énergie à l'échelle du secteur ou du site (liens rouges construits sur la Tableau 7). A partir d'une revue des travaux sur les modèles *bottom-up* nous avons vu lors de l'état de l'art que les données jouent un rôle central dans le paramétrage de ces modèles. Les paramètres nécessaires à l'utilisation des modèles n'existant pas avec le niveau de détail suffisant au sein d'un unique jeu de données, une méthode d'enrichissement des données disponibles est indispensable. Cette étape doit permettre d'augmenter la résolution des données qu'il est possible de définir dans le modèle tout conservant les interdépendances entre les informations.

Plusieurs bases de données de sites industriels existent déjà, construites notamment pour donner des estimations des gisements de chaleur récupérables à l'échelle du site (Manz, 2021). Cette base de données a toutefois été remplie manuellement, avec une gestion des erreurs et une compilation des informations qui a rendu l'opération assez complexe. Notre reconstruction s'est basée sur des réseaux bayésiens pour permettre de garder l'ensemble des dimensions offertes par chacune des bases de données. La problématique

d'enrichissement peut être vue sous l'angle de l'imputation des données au sein des enquêtes statistiques. Cette imputation peut être implicite ou explicite (SAMD, 2018). Les premières se font par exemple en complétant au hasard avec les autres réponses en utilisant des algorithmes des plus proches voisins ou des arbres de décisions (Hartmann, 2016). Ces imputations ont la principale caractéristique de ne pas supposer de structure explicative sous-jacente aux données. A l'inverse, l'imputation explicite repose sur des descriptions probabilistes pour la prédiction des valeurs manquantes avec potentiellement des régressions (Derquenne, 2002) ou des réseaux bayésiens (Ke, 2022). Les difficultés de mise en place résident dans la détermination des tables de probabilités conditionnelles, c'est-à-dire des structures d'attributions et de dépendances entre les différentes variables considérées. Un modèle d'attribution des consommations d'énergie a ainsi été construit pour attribuer les données disponibles à l'échelle du NAF à l'échelle des sites industriels. Ont été mobilisées différentes sources d'informations à l'échelle locales (émissions de CO_2, déclarations des installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE), consommations locales d'énergie), des ratios sectoriels (procédés moyens, informations technologiques) et des clés de bouclage (consommation totale du secteur, Chiffre d'Affaires -CA- et nombre total d'employés du secteur). Ce modèle attribue de façon déterministe les consommations d'énergie si suffisamment d'informations sont disponibles (un seul site sur la zone géographique défini par îlots regroupés pour l'information statistique – IRIS - décrite par les consommations locales d'énergies, secteur homogène en produits, informations disponibles sur le niveau d'activité). Ceci permet de déterminer les probabilités conditionnelles liant le nombre de salariés, le CA annuel, le secteur d'activité, les allocations ETS, la localisation géographique, et la consommation de chaque énergie du site. Ces données sont corrigées à cette étape des consommations d'énergie à l'échelle du secteur pour prendre en compte le potentiel biais de calage sur les sites les plus isolés. Ensuite sur chaque zone IRIS avec plusieurs entreprises, les probabilités bayésiennes vont permettre d'établir une première consommation anticipée pour chaque site industriel. Celle-ci sera corrigée à l'échelle de chaque zone IRIS en considérant les consommations réelles des sites présents, puis avec des coefficients sectoriels pour respecter le calage national. Pour assurer une cohérence entre le jeu de données d'entrainement (sans ambiguïté au niveau IRIS) et celles d'application, nous calculons alors de nouvelles probabilités conditionnelles sur l'ensemble des sites, qui sont réappliquées dans leur ensemble. Nous pouvons alors obtenir par exemple pour chaque secteur une dispersion de son efficacité énergétique, et connaitre la répartition sur chaque site et chaque procédé des consommations d'énergie (voir chapitre I).

Une base de données sur les procédés technologiques disponibles et à venir a été constituée. Si des bases de données commencent à émerger dans la littérature avec la mise à disposition des technologies considérées dans certains modèles (Lerede et al., 2021 ; Griffin, 2018 ; Kong et al., 2017 ; Nijs et al., 2019 ; IEA-ETSAP, 2020; Luh et al., 2020 ; AIE-ETS, 2017 ; Schorcht,

2013 ; Brinkmann et al., 2014 ; CEPI, 2012 ; IEA, 2018 ; Scalet et al., 2013 ; Nazari et al., 2017 ; Kuramochi et al., 2011), ces données ne sont souvent pas homogènes ou cohérentes entre elles. Un redressement a été réalisé pour considérer dans les coûts d'investissement, ceux du matériel, de son installation, et des potentielles modifications des procédés au sein du site. Des données sectorielles ont donc été complétées à partir de littérature sur des procédés innovants ou transverses ainsi que des documents venant de l'industrie sur les projets novateurs annoncés ou de communications industrielles. Ces solutions ont été segmentées par température, puissance, maturité et selon la proximité des secteurs où elles étaient déjà présentes (segment industriel, sous-secteur ou secteur). Si des dates de maturité technologies n'était pas disponibles, une combinaison de l'échelle de maturité industrielle (« *Technology readiness level* » TRL) ainsi que la proximité entre la technologie considérée et le segment étudié, ont été utilisés pour construire la date de disponibilité. La base de données finale regroupe notamment l'ensemble des technologies décrites dans le chapitre 1 dans les solutions techniques et dans la vision sectorielle de la décarbonation.

Les sites intégrant plusieurs procédés relevaient d'une difficulté supplémentaire au vu de la forte intégration des flux d'énergie qui ne permettait pas leur description par un simple empilement de technologies. Notre modèle ne pouvant dans des temps de calculs raisonnables coupler un modèle de décision d'investissement avec un modèle d'optimisation ou de dimensionnement d'installations industrielles, c'est une version dégradée de ce dernier qui a été intégrée. Ainsi, à partir de la littérature, différents points de fonctionnements d'usines ont été retenus, jugés représentatifs de différents dimensionnements. C'est donc une discrétisation du dimensionnement d'installation, via des méthodes classiques comme de la méthode du pincement (*Pinch analysis*, (Tan et al.,2007)). Ainsi des cas typiques, d'incréments de parts de biomasse, de parts électricité/gaz ou de taux de capture du CO_2 sont représentés. Chacun va notamment correspondre à différentes sollicitations de la chaleur fatale sur site ou au contraire à des besoins de chaleur additionnelle. Quand il était possible, des données ont été adaptées aux principaux sites industriels français, leurs faibles foisonnements pour une partie importante des secteurs permettant une telle approche. Une attention particulière a été portée pour décrire les coûts incrémentaux entre solutions d'efficacité énergétique, ou avec les solutions de rupture, et non simplement le coût par rapport à la technologie conventionnelle de référence.

Une limite importante aux données considérées tient à l'absence de prise en compte des coûts de raccordement nécessaires à une augmentation de puissance électrique. Ces coûts peuvent être importants, fortement non linéaires, et créer des effets seuils importants. Ils sont de plus liés à des délais de raccordement potentiellement important.

C. Choix de modélisation et représentation du système énergétique de référence : segmentation, indicateurs retenus, paramétrage

L'approche développée par la suite est une approche microéconomique de simulation. Nous tentons de simuler les choix des industriels qui investissent dans des équipements industriels pour renouveler le parc actuel. Cette vision de simulation contraste avec les modèles d'optimisation plus courante dans les modèles de long terme. Toutefois, dans une perspective modulaire, et afin d'intégrer facilement dans un second temps un certain nombre de limites comportementales sur la prise de décision, ce paradigme a paru le plus pertinent. Ainsi, nous ne nous plaçons pas du point de vue de la puissance publique à la recherche de la trajectoire de décarbonation optimale, mais nous cherchons à construire des évolutions cohérentes d'un secteur sous un ensemble de contraintes. Celles-ci sont principalement d'ordre économique (trajectoires long terme des commodités), mais également technologiques (disponibilité des solutions).

Lors de la construction des données précédemment décrites, est apparue une limite importante au potentiel d'une reconstruction de type *bottom-up*, qui est venue compléter la vision des segmentations possibles de l'industrie présenté dans le premier chapitre. En effet, certains secteurs, avec un recoupement important avec les industries grandes consommatrices d'Énergie (IGCE) bénéficient d'un apport en données conséquents au-delà des bases précédemment décrites (verre, papier, acier). Le faible nombre de sites permettaient d'acquérir un grand nombre d'informations spécifiques, et la littérature couvraient très bien ceux-ci : de nombreux rapports sectoriels (arrêtés préfectoraux, PTS (ADEME, 2022), Comités de filière (CNI, 2022)). Ces secteurs bénéficient également d'un recoupement avec un nombre limité de procédés à l'échelle du secteur ou du site industriel. Ceci a permis d'ajuster les probabilités bayésiennes pour déterminer les consommations du site et d'améliorer la description des équipements à l'échelle du site industriel. A l'autre extrême, certains secteurs, principalement autour de la chimie souffraient d'un découpage statistique sectoriel ne correspondant pas à un ensemble de procédés cohérents. La répartition de ces industries en grappes « *cluster »* denses a rendu l'attribution des données locales de consommations d'énergies peu satisfaisante avec un taux de recouvrement par rapport aux données sectorielle aberrantes. Une représentation purement *bottom-up* n'était ainsi pas possible. Les extrapolations du secteur de la chimie minérale vers les différents sous-procédés associés (soude, carbonate de sodium, chlore) obtenues ont ainsi été incohérentes avec les données sectorielles, nécessitant une nouvelle reconstruction des données. Pour ces secteurs c'est via une reconstitution à part des données de production, des consommations spécifiques issus de la littérature et des données sur l'efficacité de l'industrie française (Odyssée-Mure,2020) qu'a été possible la reconstruction des données. Entre ces deux visions, un ensemble de secteurs industriels sont très diffus, avec des taux de reconstitution de données moyens à faibles (de l'ordre de 40 à 60 %) par rapport aux données sectorielles. Avec un grand nombre de sites, ces secteurs ne permettaient pas d'apport de données issues de sources éparses. L'unicité du lien entre procédés et secteur était également grandement limitée, notamment à cause de découpage statistiques des sites peu cohérents. Il a donc été

décidé de classifier ces industries pour les traiter de façon adaptée aux données disponibles. La classification des secteurs retenue est présentée sur la Figure 53. Ceux-ci sont triés en trois approches correspondant aux trois cas précédemment décrit, et seront modélisés de manière différenciée. Sur la Figure 54, un arbre de décision donne le principe qui a permis de prendre à la fois en compte la limitation de données et des dynamiques à modéliser pour ajuster la bonne échelle de représentation du secteur : vision par site, par profile d'usine type, ou par équipement.

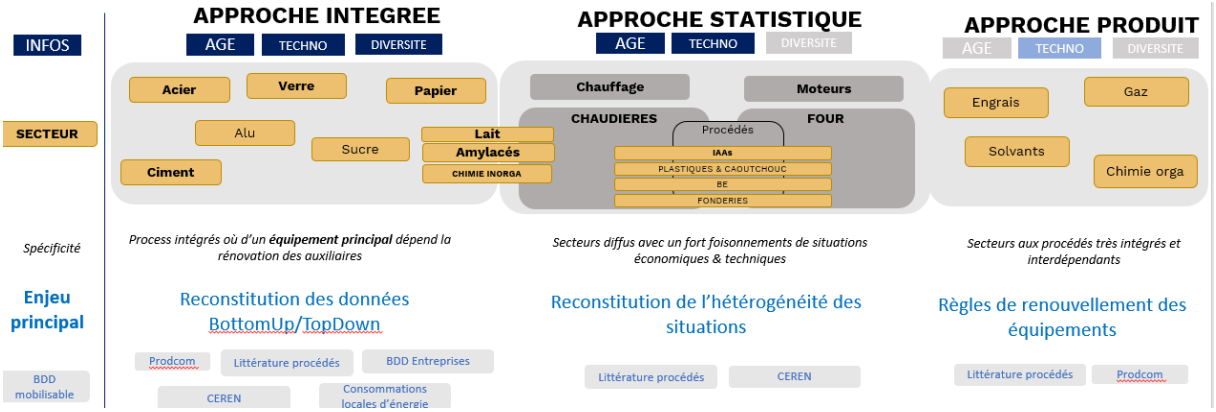


Figure 53 Classification des secteurs selon l'information disponible, l'approche retenue, la spécificité et les BDD disponibles

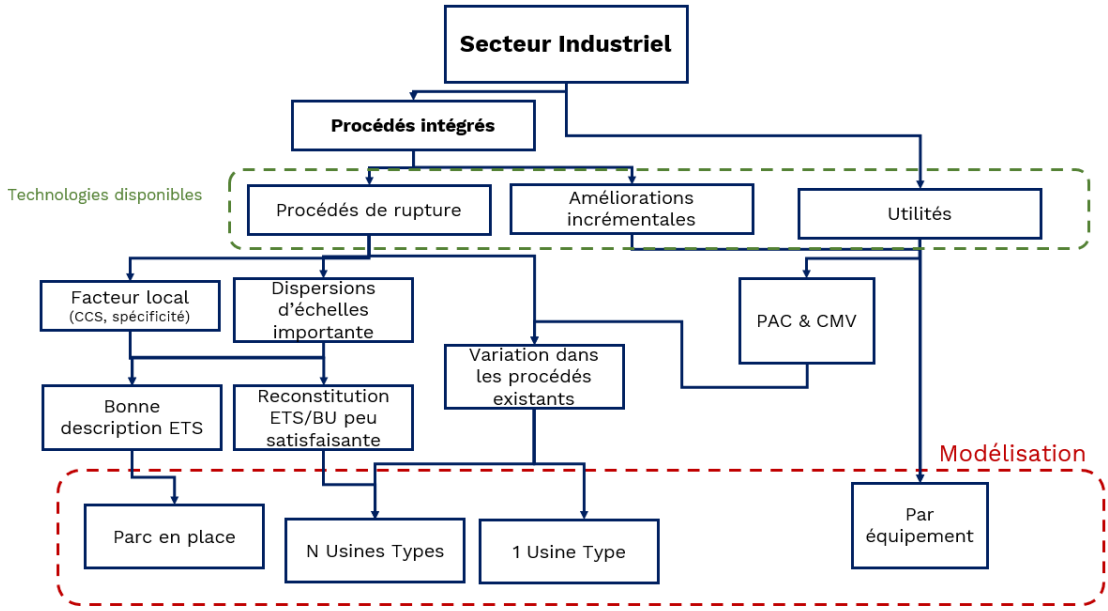


Figure 54 Arbre logique de segmentation des secteurs et émissions selon leur caractérisation et l'échelle des évolutions technologiques à envisager dans la modélisation

Le principe du modèle de simulation est similaire dans les trois approches. Il est décrit sur la Figure 55. En fonction de l'âge des équipements, des règles de renouvellement ouvrent la possibilité de le remplacer. Nous allons alors simuler la prise de décision de l'industriel pour

remplacer son équipement considéré obsolète selon un critère d'investissement. Le parc d'actifs évolue ensuite selon la demande du secteur, en ouvrant de nouvelles usines, ou au contraire en fermant celles qui existent en cas de surproduction. Nous prenons ainsi en compte les fondamentaux de long terme de la demande énergétique, en faisant abstraction des effets de crise. Un faible taux d'utilisation des capacités n'est ainsi pas possible en cas de baisse temporaire du niveau de demande. Les trois approches se distinguent sur l'implémentation du choix de décision d'investissement.

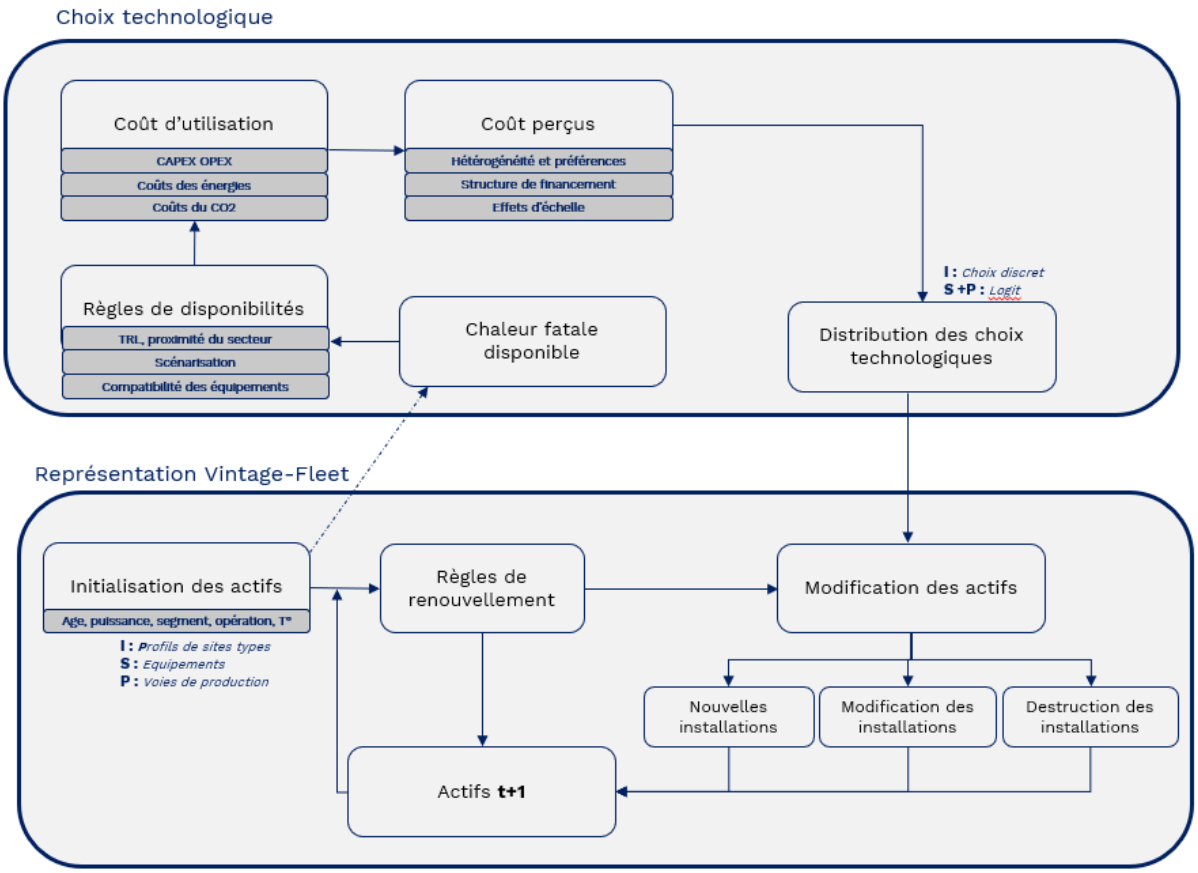


Figure 55 Schéma logique du remplacement des équipements. I/S/P : approche Intégrée/Statistique/Produit

a) Segmentation sectorielle

Approche Intégrée

Dans cette approche qui couvre l'ensemble de l'industrie grande consommatrice d'énergie française (voir chapitre 1), des données sont disponibles pour chaque site industriel avec des données sur l'âge des équipements qui le constituent, le niveau d'efficacité énergétique et les choix technologiques associés. On construit ainsi des pseudo-sites basés sur des reconstitutions des sites ou des usines types (Figure 54). Ainsi, 8 profils types d'usines

correspondant à un ensemble d'équipements et procédés sont modélisés pour l'industrie du papier. Chaque site est alors caractérisé par le profil auquel il est associé, l'âge des équipements principaux et un ratio d'efficacité.

Un cadre de modélisation utilisant un critère de type valeur actuelle nette (VAN) pour choisir le nouvel investissement est mis en place. Il s'agit donc d'une modélisation par choix discrets :

$$VAN = (-CAPEX_{tech} * SF_{firm} + \sum_{t=T}^{T+Lifetime} \frac{OPEX_{t,tech,firm}}{(1+DR_{firm})^{t-T}})$$

Où $OPEX_{t,tech,firm} = -O\&M_{tech} - \sum_{e\ (energies)}(EP_{t,firm,\,e} + EF_e * CP_{T,firm}) * SEC_{tech,e}$

$CAPEX_{tech}$: Dépenses d'investissement
SF_{firm} : Facteur d'échelle selon le niveau de production
DR_{firm} : Taux d'actualisation selon le secteur
$-O\&M_{tech}$: Coût de maintenance hors énergie & autres OPEX
$SEC_{tech,e:}$: Consommation spécifique de la technologie en énergie e
$EP_{t,firm,\,e}$: Prix de l'énergie pour cette entreprise
EF_e : Prix de l'énergie pour cette entreprise
$CP_{T,firm}$: Prix de l'énergie pour cette entreprise
$SEC_{tech,e}$: Consommation spécifique de la technologie considérée

A chaque fin de vie d'un équipement principal de l'usine, l'industriel considère l'ensemble des solutions techniques compatibles avec ses installations actuelles (selon des matrices établissant la compatibilité des équipements entre eux) et choisit celle avec la meilleure VAN sur l'horizon de temps qu'il envisage. Le choix d'une segmentation à l'échelle du site s'appuie sur le fait qu'un équipement principal sur chaque site détermine les rythmes de maintenance : haut fourneau pour la sidérurgie, chaudière de liqueur noire pour les sites papetiers, etc. Cet équipement correspondant au cœur de métier de l'industriel est généralement très intégré dans les flux énergétiques. Un choix technologique à l'échelle du site permet ainsi de représenter de façon discrète l'ensemble des optimisations qui peuvent avoir lieu entre les différents ateliers (échanges de chaleur, ajustement de la production de vapeur, optimisations permises par la méthode du pincement.). Ainsi, à partir de cas issus de la littérature, pour chaque choix technologique, des discrétisations de fonctionnement ont été calculées, avec leurs coûts en capital (CAPEX) adaptés. Il est possible grâce à cette vision par site d'introduire des hétérogénéités entre les sites, non seulement dans leur description d'équipements techniques, mais également leur accès à des ressources (notamment le captage et stockage du dioxyde de carbone, *Carbon Capture Storage* CCS) ou d'informations spécifiques.

Approche Statistique

Dans cette approche couvrant l'ensemble des secteurs diffus, n'ont été retenus de la reconstitution *bottom-up* des consommations que les consommations d'énergies classifiées par le Centre d'Etudes et des Recherches Economiques sur l'Energie (CEREN) ainsi que des facteurs de dispersion qualifiant l'hétérogénéité de ces secteurs. Une vision par équipement suffisait ainsi à expliciter les déterminants des investissements, au vu de la faible intégration énergétique des sites. Ces secteurs (lait, briques, fonderie) sont plus ou moins homogènes en leur sein, mais ont une diversité importante de procédés. Une partie des consommations d'énergie dans ces secteurs sont associées à des « utilités » : des services énergétiques externalisables, comme la production de vapeur. Ainsi les consommations d'énergies ont potentiellement de faibles interactions avec le procédé thermique en tant que tel. Une part importante des consommations sont quant à elles associées à des procédés identifiables par la descriptions des équipements dans les bases de données (évaporation, distillation, fours).

Aussi, pour traiter l'ensemble de ces secteurs tout en considérant leur diversité, une approche via des fonctions *logit* a été retenue. Dans cette modélisation, les acteurs se répartissent sur un ensemble de solutions selon la différence perçue d'utilités entre les solutions (Fleiter,2018, Mac Fadden 1972 ; Figure 56). Cette utilité correspond à une VAN avec un potentiel facteur de préférence à des solutions ou des énergies :

$$\mathrm{U}_{segment,énergie,techno,t} = \alpha_{segment,énergie,techno} * \frac{p_{segment,énergie,techno,t} - \widehat{p_{segment,t}}}{\widehat{p_{segment,t}}}$$

où α représente une préférence à une énergie ou une technologie au sein d'un secteur,
$\widehat{p_{segment,t}}$ représente le coût moyen des solutions disponibles (VAN),
$p_{segment,énergie,techno,t}$ représente le coût d'une solution disponible (VAN)

et les parts de marché des nouvelles installations dans ce segment se répartiront comme suit, selon si le secteur est hétérogène ou non (Tableau 9) :

$$PDM_{techno,segment,t} = \frac{e^{-\lambda U_{segment,énergie,techno,t}}}{\sum_{tech} e^{-\lambda U_{segment,énergie,tech,t}}}$$

où λ représente l'hétérogénéité du secteur .

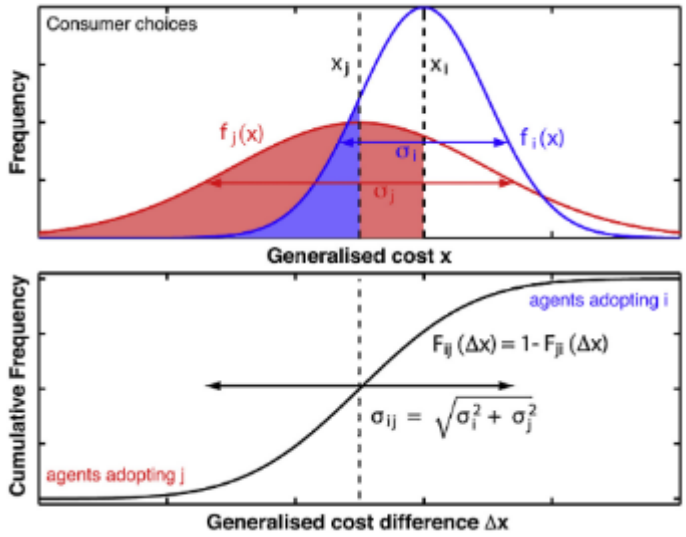


Figure 56 Principe d'une fonction logit pour des secteur hétérogènes (Fleiter 2017)

Tableau 9 Facteur d'hétérogénéité et son impact dans un modèle de choix d'investissement

Valeur	Secteur	Explication	Conséquence
0,5	Très hétérogène	Le calcul d'utilité ne décrit que partiellement la réalité vue par les industriels	La décision se fera quasiment indépendamment du prix des énergies Une différence de coût de 20% entre deux solutions aboutira à une répartition 47/53
3	Hétérogénéité moyenne	Utilité pertinente mais limitée	Répartition des acteurs. Une différence de coût de 20% entre deux solutions aboutira à une répartition 70/30
>10	Très homogène	Seule l'utilité compte	Winners takes it all . Une différence de coût de 20% entre deux solutions aboutira à une répartition 90/10

Les consommations ont été classifiées selon le type d'opération énergétique, et leur remplacement va se répartir sur les différentes solutions techniques disponibles en fonction de l'utilité. Cette représentation permet d'éviter des effets de type « *winner takes it all* » où si une technologie est 1% moins chère qu'une autre, est choisie par l'ensemble des acteurs. On considère donc que de nombreuses variables de choix autres que les variables énergétiques représentées exercent une influence dans le choix de la technologie. Ces critères non explicités dans le modèle peuvent correspondre à des facilités diverses d'intégration, une proximité culturelle une diversité non décrite des coûts d'approvisionnement ou des contraintes technologiques. Les préférences aux énergies sont supposées être des données de long terme, et donc sont déterminées à partir du mix moyen et de données de la littérature par secteurs (Manz, 2021).

Ainsi les procédés considérés ici sont proches de ceux généralement considérés comme les utilités, mais ne s'y limitent pas. Sont notamment intégrés les chaudières (40% de la

consommation de cette approche), les fours (21%), les éléments de chauffage des locaux (4%), ainsi que les moteurs (35%). Ceux-ci sont subdivisés en segments d'équipement, qui seront considérés comme homogènes, selon les 5 paramètres suivants :

- Par secteur industriel
- Par tranche d'âge
- Par tranche de puissance
- Par régime de fonctionnement
- Par usage énergétique

Ces consommations d'énergies sont donc subdivisées en 4785 segments d'équipement, qui évolueront de manières simultanées. L'évolution de la consommation pour chaque énergie et technologie entre ces 2000 et 2018 liées aux coûts des énergies sur cette période ont ensuite permis de reconstruire les facteurs d'hétérogénéité de chaque segment d'équipement.

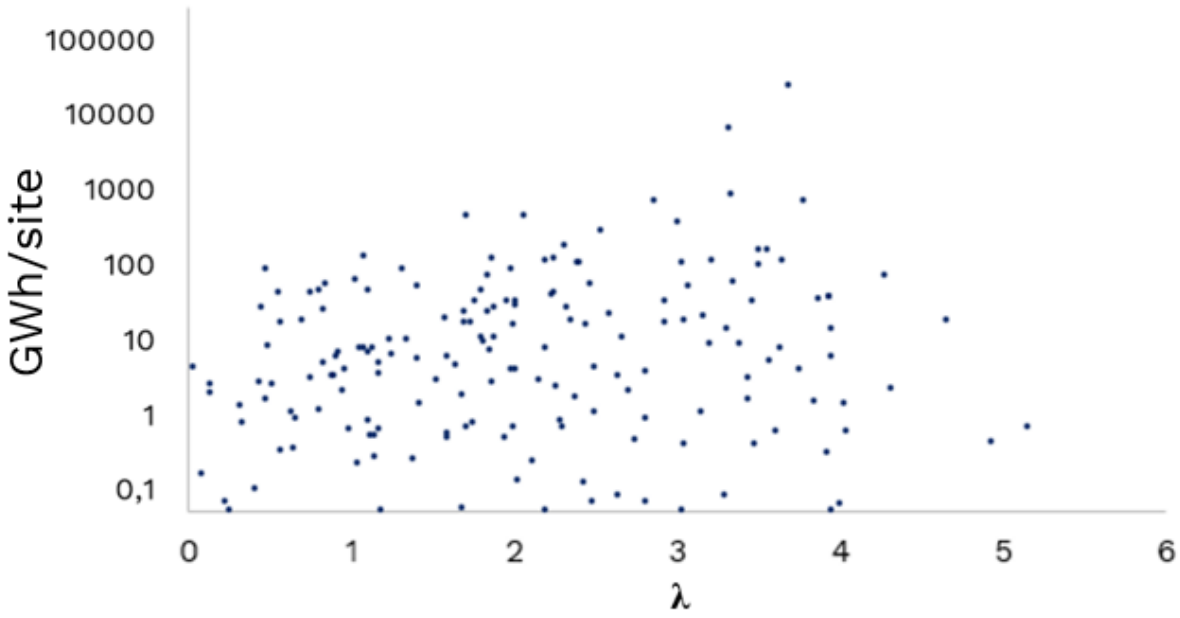


Figure 57 Dispersion des facteurs d'hétérogénéité calculés sur l'ensemble des segments industriels considérés, selon la consommation par site industriel

On observe sur la Figure 57 une forte dispersion des facteurs d'hétérogénéité, avec une diminution en tendance en augmentant les consommations par site industriels, ou l'intensité énergétique. Les secteurs sont globalement très hétérogènes. Les secteurs les plus intenses en énergie par site sont relativement homogènes dans leur structure, quand ceux moins intenses sont en moyenne plus hétérogènes. Ceci est sans surprise au vu des facteurs de dispersions de l'intensité énergétique vus dans le premier chapitre. Également la taille des

segments est extrêmement variée avec une moyenne de consommation d'énergie à 475GWh et un écart type de 250GWh, expliquant de grandes hétérogénéités. Certains secteurs (principalement le secteur laitier, les amylacés, et la chimie inorganique) ont un traitement intermédiaire entre l'approche intégrée et l'approche statistique. Il s'agit de secteurs pour lesquels le traitement purement en utilité de l'énergie (changement technologique à service énergétique égal) ne serait pas pertinent, avec des options technologiques pertinentes qui demandent des modifications de procédés. Intégrer de nouveaux procédés thermodynamiques ou de séchage demande ainsi de décrire plus en détail les dépendances internes à un site. Il s'agit principalement d'une description intermédiaire des sites à l'aide d'usines types, avec de manière similaire à l'approche intégrée, une approche sur l'ensemble du site, mais avec une dispersion statistique (une usine type choisira alors d'investir vers différentes possibilités d'usines types selon une fonction *logit*)

Approche Produit

Cette approche est similaire à l'approche statistique, mais diffère dans l'origine des données utilisées. En effet, le découpage sectoriel statistique ne permet pas d'associer les consommations aux procédés dans un certain nombre de secteurs. Les consommations ont alors été reconstruites à partir de consommations d'énergies spécifiques, des données de production, et d'informations sur l'efficacité énergétique moyenne en France sur ce secteur. Ainsi, nous perdons l'information sur l'âge des équipements considérés. Cette perte est relative, s'agissant de secteurs de la chimie avec des équipements à très longue durée de vie (vapocraqueur), fortement intégrés, dont les dynamiques de remplacement sont complexes. Mais si la sidérurgie présente des caractéristiques similaires, les dynamiques de remplacement des vapocraqueurs sont bien moins décrites dans la littérature. La diversité des produits en sortie de cet équipement, et son optimisation pour une répartition précise sur des proportions de ces produits en sortie rend également plus complexe sa modélisation. Ainsi pour ces filières, un taux arbitraire de remplacement des capacités est supposé, de l'ordre de 5 à 8% au vu de la durée de vie des équipements dans ce secteur (TNO, 2020). Les capacités sont remplacées par des filières matures de production en utilisant les fonctions logits précédemment décrites. La vision de ce secteur est ainsi extrêmement simplifiée, et ne représente pas les potentiels effets de bascule des grosses installations de ce secteur, qui seront en réalité extrêmement concentrés (« *lumpy* ») (TNO, 2020). Afin de compléter la représentation limitée de l'industrie chimique, les chaines de production des biens à courte durée de vie (thermoplastiques, résines) se voient allouer 50% de l'impact carbone de l'incinération de ceux-ci. Sans cette hypothèse, le modèle n'intégrerait aucune incitation à remplacer la matière première issu de combustibles fossiles

Les produits suivants sont représentés :

- PET (Polyéthylène Téréphtalate) avec les deux composants le MEG et le PTA nécessaires pour sa confection
- PE (PolyEthylène)
- PP (PolyPropylène)
- PVC (PolyChlorure de Vinyle)
- Ammoniac
- PS (PolyStyrène)
- PU (PolyUréthane)
- Méthanol
- Fibres
- Autres thermoplastiques
- Autres plastiques
- Hydrogène
- Oléfines
- Aromatiques

Les étapes de polymérisation et de transformation des matières plastiques sont quant à elles représentées dans l'approche statistique.

b) Gestion de la chaleur fatale

La chaleur fatale est l'énergie issue de procédés industriels. Elle n'est pas souvent récupérée car elle est à des températures trop faibles, ou sous des formes difficilement valorisables (fumées, effluents, chaleur d'un lingot d'acier en refroidissement après sa coulée, chaleur d'un compresseur d'un groupe de froid ou d'air comprimé). Cette chaleur fatale est pourtant un gisement important d'énergie qui pourrait être valorisé via des échangeurs, ou des dispositifs thermodynamiques de montée en température (Pompe à chaleur PAC, ou Compression mécanique de vapeur CMV) pour être réutilisés, ou bien en cycle fermé (la chaleur fatale est valorisée pour le procédé qui l'a produite), ou en cycle ouvert (la chaleur fatale est valorisée pour un autre procédé industriel sur site en amont ou en aval de celui émetteur). Toutefois, à l'occasion d'une amélioration de l'efficacité énergétique, certains procédés industriels peuvent connaître des diminutions de leur chaleur fatale disponible (passage d'un séchage en vapeur à rouleau, à du séchage *airless*). Ces installations s'approchent du minimum exergétique de consommation nécessaire et diminuent donc la chaleur disponible dans leurs effluents. Sur les procédés thermiques, la chaleur récupérable est estimée entre 15 et 25% de la consommation (GPG, 2012 ; AIE-IETS, 2017). Dans le modèle, la chaleur fatale sera représentée comme une ressource gratuitement mobilisable (pas de marché pour son attribution, sa disponibilité étant essentiellement limitée à celle du site industriel), mais

nécessitant des travaux de modification d'infrastructure pour mettre en place le dispositif de récupération (PAC, échangeur, CMV), équivalent à 25% du CAPEX total. La chaleur fatale, disponible à partir des relevés établis par le CEREN, est segmentée de la façon suivante :

- Par secteur NAF à 4 chiffres
- Par tranche de température
- La saisonnalité de production

Pour chaque secteur, nous avons établi des tables d'association entre les consommations d'énergie et la chaleur fatales produite qui y est liée, mais également entre la température de la chaleur fatale disponible et la réutilisation qui en est déjà faite. Ces équivalences représentent la structure et les pertes associées à la récupération de chaleur actuellement en place. Aussi, cette représentation permet de prendre en compte qu'une modification des procédés consommateurs d'énergie se traduira par une modification de la chaleur fatale disponible. Toutefois, cette approche n'aboutit pas nécessairement à une optimisation de cette ressource (entre limitation de sa production et potentielle valorisation). Par ailleurs, représenter une optimisation de cette ressource n'est pas forcément souhaitable au vu des contraintes impossibles à prendre en compte la concernant. La principale contrainte étant la disponibilité d'information uniquement à l'échelle sectorielle du gisement de chaleur fatale à cette échelle, et disponible selon un ratio de la consommation de chaque segment statistique.

c) Anticipation des prix des commodités

Plusieurs modèles d'anticipation des prix de la part des industriels sont modélisés. Avec une hypothèse d'anticipation parfaite (« *Perfect Foresight »)*, les industriels ont alors une vision parfaite de comment les prix des commodités vont évoluer dans le futur, et peuvent donc capter des signaux prix bien en avance de leur implémentation. Un modèle d'extrapolation des prix passés est développé reposant sur une régression polynomiale estimée à partir des 5 années précédentes pour anticiper l'évolution future des commodités. Cette forme de myopie peut aussi bien sous-estimer des ruptures de tendance, que les amplifier. Finalement, il est possible de construire des trajectoires en projection linéaire. Les projections se font à iso-prix, avec ainsi la mise en place de comportements attentistes et prudents.

La fiscalité énergétique et les stratégies d'approvisionnement des industriels sont mal étudiées dans la littérature, alors que cette création tarifaire est une surcouche importante sur les prix de gros pour arriver aux prix de l'énergie vus des industriels. Selon les entreprises les pratiques vont fortement varier, avec des stratégies de couverture (« *hedging* ») variées qui se traduisent par expositions au prix spot très différentes. L'impact des offres de long terme en ruban ont notamment un impact difficile à déterminer (Accès Régulé à l'Électricité Nucléaire Historique ARENH, Exceltium, Achat de long terme « *Power Purchase Agreement »* PPA) alors que 26% des industriels consommant plus de 20GWh/an déclarent y souscrire

(INSEE, 2022). Les paramètres dont dépend le prix de l'électricité sont notamment du statut des entreprises et sites industriels (électro-intensifs, très électro-intensifs qui dépend entre autres du poids de la consommation d'énergie par rapport à la valeur ajoutée), de l'assujettissement au Tarif d'Utilisation du Réseau Public d'Electricité (TURPE), la part maximale d'ARENH disponible selon le rythme de fonctionnement, la fiscalité du gaz naturel et des énergies carbonées. Ces éléments sont décrits explicitement quand ils sont disponibles afin de correctement représenter une part de l'hétérogénéité de perception du prix de ces ressources au sein des secteurs industriels. Ainsi un profil moyen d'approvisionnement des industriels est construit, calée sur des enquêtes et les données sur le prix réel perçu des prix de l'énergie (EACEI, 2018 ; Pégase, 2018 ; INSEE, 2022).

d) Durée de vie des équipements & décision de renouvellement

La représentation de la durée de vie des équipements et des critères de renouvellement est fortement dimensionnante dans les modèles de représentation de l'industrie. Elle structure le rythme contraint de remplacement, et donc détermine l'inertie du système industriel face à un stimuli. L'implémentation de la durée de vie des équipements impactera également les potentiels risques de verrouillage carbone (« *carbon lock-in* ») : des durées de vie longues peuvent aboutir à des équipements polluants qui fonctionnent malgré des contraintes carbones fortes (Erickson et al., 2020). Plusieurs durées de vie sont ainsi implémentées selon celles recensées dans la littérature comme pertinentes (Vogl et al., 2020 ; Tong et al., 2019 ; Erickson et al., 2020 ; Davis et al., 2010 ; Strömberg et al., 2003 ; Lejardi et al., 2021 ; Brun et al., 2010 ; Macchi et al., 2018 ; Erumban et al., 2008 ; Bergen et al., 2005 ; Davis et al., 2010) :

- La durée de vie maximale : Celle-ci correspond à l'âge de vétusté d'un équipement. Cet âge peut varier de façon importante d'un équipement à l'autre (80 ans pour un haut fourneau, de l'ordre de la dizaine d'année pour des fours). L'atteinte de cette durée de vie rend le réinvestissement nécessaire, avec uniquement des réinvestissements dans de nouveaux actifs (« *greenfield* »)
- La durée de vie avant réinvestissement : Dans ce cas, de nombreux équipements nécessitent des réinvestissements réguliers (5, 10 ou 15 ans). Notamment les fours nécessitent une réparation (« *relining* ») ou une remise à niveau (« *revamping* »), c'est-à-dire un renouvellement régulier de leurs réfractaires. Le rythme de celui-ci dépend de nombreux paramètres dont les caractéristiques du produit, l'atmosphère, les températures atteintes, le cyclage. Ce réinvestissement ouvre l'opportunité de considérer un nouvel équipement à comparer avec le réinvestissement nécessaire pour garder l'actif actuel.
- La durée de vie économique : Celle-ci dépend de la gestion des actifs par l'acteur industriel. En effet, à tout moment un acteur peut décider de remplacer un équipement si un autre équipement plus performant est disponible et permet des

économies. Toutefois les stratégies de gestion des actifs échoués et des coûts irrécupérables sont variées : prolongation de la durée de vie pour atteindre une levée d'incertitude (comme les options réelles que nous proposons dans le chapitre 3), attente de l'amortissement du premier équipement (généralement l'amortissement se fait sur 10-15 ans, vision correspondant à une limitation de l'accès au capital pour réinvestir), comparaison du coût marginal d'opération de la technologie actuelle avec le coût complet pour réinvestir dans un nouvel équipement et l'utiliser dès l'investissement ou après une phase de première utilisation. Cette représentation dépend de la gestion des actifs échoués et des stratégies d'amortissements des acteurs (Firdaus et al., 2023 ; Caldecott, 2018 ; Clark et al., 1997 et Van der Ploeg et al. 2020)

- Durée de vie du système énergétique : si les équipements énergétiques sont fortement intégrés (appareils de production et consommation de vapeur par exemple), leur renouvellement peut se baser sur les équilibres énergétiques à l'échelle du site et le renouvellement d'un équipement peut dépendre de la décision d'investir sur un autre équipement (sur un site papetier, le renouvellement de la chaudière de liqueur noire, en modifiant les équilibres énergétiques peut faire évoluer de façon prématurée d'autres chaudières ou équipements auxiliaires). Un autre exemple fortement documenté dans la littérature est la dépendance de renouvellement des sites sidérurgiques au *relining* des réfractaires du haut fourneau (lié à la fois au coût en investissement et à la perte de production lié à l'arrêt qui provoque). Cette durée de vie est implémentée via la segmentation sectorielle et le niveau de détail mésoscopique de modélisation qui permet de représenter les décisions en prenant en compte ces équilibres lorsqu'ils ont été identifiés. Sinon, un découplage est réalisé pour les secteurs de l'approche statistique, entre la production de vapeur et sa consommation, qui évoluent de manière indépendante (avec uniquement un bouclage à l'échelle des NAF pour assurer l'équilibre offre-demande). Cette durée de vie est principalement pertinente pour l'approche intégrée.

Les données pour chacune de ces durées de vie sont informées à partir de la littérature disponible sur les procédés industriels, mais également à partir d'informations détaillées du parc industriel néerlandais dont l'évolution a été étudiée en détail depuis les années 1990 (Smeets et al., 1997 ; Meinen et al., 1998 ; Erumban, 2008).

La littérature utilise fréquemment des fonctions probabilistes de survie pour modéliser les fins de vie des équipements notamment avec des lois de Weibull (Bekker ,1991 ; Chin et al., 2020 ; Pauliuk et al., 2015, Erumban et al., 2010). Toutefois, ces modélisations sont plus adaptées pour modéliser le renouvellement de cohortes importantes avec un fort foisonnement lorsque la distribution initiale de l'âge des équipements n'est pas disponible. La description discrète de l'âge des équipements à notre disposition, ainsi que la prise en compte de plusieurs durées de vie techniques et économique nous permet de conserver des critères déterministes de fin

de vie. Le choix de considérer une seule, ou plusieurs durées de vie, et donc de multiplier les fenêtres d'investissement et de renouvellement relève du choix du modélisateur en fonction de la cohérence au sein des autres paramètres (voir paramétrisation). Ce choix implicitement suppose de la part des acteurs un niveau d'aversion au risque, d'anticipation de contraintes future et de perception des incertitudes (Rivers, 2005). L'impact de la dilatation de la durée de vie des équipements sera étudié à partir d'études de sensibilité. Cette dilatation peut correspondre à un allongement de la durée de vie, correspondant à une aversion au changement, un effet d'attente face à une situation incertaine, soit à une réduction, avec un rythme de renouvellement et d'investissement plus soutenu, correspondant à une plus faible aversion aux couts échoués.

Des tables de compatibilités entre les équipements et des investissement incrémentaux sont construites pour chaque secteur de l'approche intégrée, chaque segment statistique et chaque produit de l'approche produit. Ainsi sont déterminés non pas un seul CAPEX pour chaque technologie, mais un ensemble de CAPEX selon les opérations d'efficacité énergétique ou de transformation déjà effectuées. Certaines voies technologiques sont également modélisées comme non compatibles entre elles, nécessitant alors pour passer de l'une à l'autre de reconstruire le site en « *greenfield »*. Le modèle de simulation ne construit une trajectoire que par maximisation de la VAN, sans calcul de la date optimale d'investissement au vu de la difficulté d'intégrer une date optimale de substitution technique dans un tel cadre de modélisation (Babusiaux, 1990). Toutefois cette absence d'optimisation des investissements incrémentaux à réaliser est partiellement compensée par la prise en compte contraintes qui permettent de bien retranscrire des effets de verrouillage (« *lock-in* ») effectués dans une anticipation limitée. Le cas limite avec une vision de long terme ne permet toutefois pas une optimisation des meilleures étapes pour découper une transition d'un secteur vers une décarbonation profonde.

e) Biomasse

La biomasse peut être représentée de plusieurs façons dans un modèle prospectif, selon la perspective et les données disponibles. Nous avons ainsi distingué trois cas possibles :

1. Une trajectoire exogène de prix de la biomasse, considérée comme une commodité. Toutefois, plusieurs limites apparaissent :
    - Son gisement est limité à plusieurs échelles (mondiale, européenne, française et même locale).
    - Les coûts de transformation, de transport, de manutention de la biomasse sont importants puisqu'elle est dispersée sur le territoire. Il s'agit d'une ressource naturelle brute, dont la diversité de produits et de potentielles transformations multiplierait les coûts et limitations.

- Il existe très peu d'informations centralisées sur la constitution du prix de la biomasse comme ressource énergétique, étant aujourd'hui fortement associées à des filières intégrées verticalement.

2. Des marchés locaux pour prendre en compte les différentiels géographiques de disponibilités en ressources, et la part importante des frais de transport pour cette énergie peu dense. Toutefois cette représentation soulève deux problèmes :
    - La limitation à long terme pour représenter des équilibres offre-demande à une échelle locale. L'offre et la demande pouvant évoluer de façon conjointe pour faire évoluer ces contraintes (nouvelle industrie s'installant à proximité de gisement disponibles)
    - La gestion interannuelle de cette ressource s'avérerait complexe dans un modèle de simulation sans intégrer une optimisation de son allocation (en intégrant la dynamique de croissance et de survie des ressources considérées). En effet, un consommateur pourrait profiter d'une demande faible une année T, pour s'allouer la majorité du stock disponible de biomasse. L'année suivante, la raréfaction de la biomasse associée à une demande forte peut faire s'envoler le prix de celle-ci. L'opacité des approvisionnements en biomasse ne permettrait pas de représenter de façon fiable quel serait alors le prix payé, perçu et anticipé du premier consommateur et son comportement si le prix augmentait ensuite. Cette modélisation s'avérait donc peu pertinente pour un modèle de simulation construit sur les fondamentaux de long-terme.

3. Une convergence sur le respect d'un gisement limité exogène. Plusieurs travaux estiment les gisements de biomasse mobilisable (dont la production de biogaz) (Programmation Pluriannuelle de l'Energie PPE ; Mandova et al., 2014). L'utilisation de ces travaux permet de s'affranchir de la modélisation des chaines de valeur de transformation de la biomasse. Également, des travaux plus récents ont fait l'exercice d'allouer des contingents de la biomasse considérée comme mobilisable à différents secteurs, notamment lors des exercices de la PPE et de la Stratégie Nationale Bas Carbone (SNBC), ou dans la stratégie de mobilisation de la biomasse. Pour permettre son intégration dans le modèle de simulation, la trajectoire de prix de la biomasse est modifiée par récurrence (sur son niveau de départ et sur un taux annuel d'évolution) pour respecter en tout point le contingent alloué. Au vu des travaux précédemment cités, celui-ci est typiquement entre 30 et 70TWh en France.

C'est cette troisième solution qui a été implémentée, avec donc une fixation du prix par la demande. Il serait alors opportun de comparer les prix implicites issus de la convergence du modèle, et vérifier qu'il n'y a à la fois pas de surallocation et des prix suffisants à la pérennité de la filière de production. Toutefois dans les scénarios de décarbonation, la pression sur cette

ressource est importante, limitant ces risques. L'intégration retenue permet d'effectuer une hiérarchisation (« *merit-order* ») entre les solutions de décarbonation fonctionnant à la biomasse et les autres solutions de décarbonation pour l'allouer là où elle est le plus pertinente. Elle évite des coûts de décarbonation les plus importants, là où il y a un consentement à payer plus important. L'articulation de la convergence entre évolution du prix de base et le taux annuel de croissance se fait pour obtenir une convergence au plus près de la courbe de disponibilité supposé sur la période. Pour chaque période correspondant à l'horizon de vision des acteurs, est déterminé le déficit ou le surplus de biomasse et le taux de croissance annualisé sur cette période évolue en fonction du prélèvement qui est effectué sur la ressource. Ainsi on a une adéquation entre la capacité de projection des acteurs, et l'actualisation du signal économique qui gère la rareté de la ressource.

Ceci permet un écart sommé sur l'ensemble des périodes temporelles inférieur à 2% du total disponible, et en tout point temporel inférieur à 5%.

f) Paramétrisation

Nous présentons ici les choix nécessaires en termes de modélisation pour simuler l'évolution du parc industriel, ainsi que les paramètres retenus pour un scénario médian qui sera présenté par la suite.

La demande en biens manufacturés est modélisée en utilisant l'outil Pepit0 (ADEME, 2020) pour sa capacité à représenter à une échelle sectorielle pertinente la demande en biens manufacturés. En effet, la plupart des modèles de projection de la consommation de biens manufacturés partent d'une ventilation du PIB sur les différents secteurs. Toutefois, sans mesure de découplage effective entre PIB et production industrielle (montée en gamme des produits, plus haute technicité), ces mesures ont tendance à fortement surestimer la demande en biens industriels. De plus, on observe pour un certain nombre de biens en haut des chaînes de valeur (correspondants aux IGCE), une saturation des stocks et de la demande (Xylia et al., 2010) au-delà d'un certain niveau de développement. Jusqu'à un certain niveau de développement les pays s'équipent en infrastructures, et vont diriger leurs revenus vers ces investissements. La consommation en matière stagne ensuite alors que les infrastructures sont uniquement à renouveler, et ne nécessitent pas de nouveau développements. Pepit0, fonctionne comme un tableau entrée-sortie en flux matière et permet de correctement représenter les dynamiques de long terme de saturation, voire de sobriété. D'autres modèles de projection basés sur des tableaux entrée-sortie, peuvent selon les fonctions de consommation des ménages, représenter des dynamiques approchantes celle de la saturation pour certains biens. Toutefois leur détail sectoriel est souvent très pauvre (découpage de l'industrie en 2 à 3 sous-secteurs) qui ne peut permettre leur interfaçage.

Finalement, la demande en biens industriels est également impactée par l'essor du recyclage. Celui permet généralement de rediriger des flux de matières utilisés vers des filières moins énergivores que les filières primaires pour permettre de les réintégrer dans les flux de consommations en matériaux. Le modèle utilisé pour représenter la part du recyclage est présenté en annexe. Celui-ci permet de représenter de façon endogène la part pour chaque matériau que peut représenter les filières secondaires en prenant en compte les contraintes techniques de pollution des matières à recycler, la difficulté d'accéder aux gisements de ressources secondaires, et la concurrence avec les biens issus de la filière primaire.

Cette filière de recyclage est explicitée pour :

- La sidérurgie, avec une articulation entre hauts fourneaux et fours à arc électrique. Le gisement de ferraille étant limité par sa potentielle pollution, représenté par le taux de cuivre dans celle-ci, limitant son insertion ou demandant des dilutions. Le procédé de recyclage fonctionne à l'électricité avec une demande 80% plus faible en énergie.
- La pâte à papier, où la taille des fibres recyclées limite leur insertion. Le procédé de recyclage ne bénéficie pas de la même intégration verticale avec la gestion forestière que le procédé primaire, et donc ne peut pas valoriser le co-produit qu'est la liqueur noire. Ainsi, le procédé de recyclage peut être plus émetteur de CO_2 fossile.
- Le verre, avec des limitations pour chaque catégorie de verre (plat, creux, fibre) en fonction des spécifications notamment liées à sa couleur.
- Les plastiques sont représentés de façon exogène via des hypothèses de taux de développement du recyclage mécanique et chimique.

Les trajectoires issues de ces outils pour le scénario médian sont représentées sur la Figure 58. La production de clinker et d'acier primaire sont en forte décroissance d'ici 2050, tandis que l'aluminium, les Industries Alimentaires et Agricoles (IAAs) ou l'acier recyclé sont en augmentation de presque 30% sur la période.

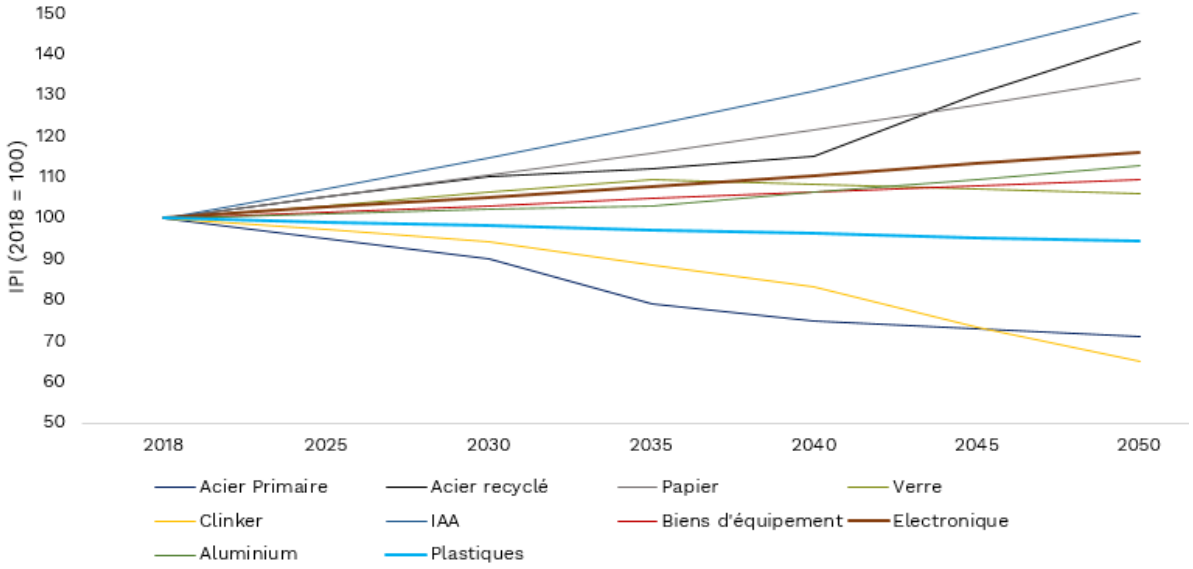


Figure 58 Indice de Production Industrielle utilisés dans le scénario médian issu d'une modélisation Pepit0

Les coûts des commodités sont des variables d'entrée importantes car ils distinguent principalement les voies de production et vont représenter le principal levier économique qui influencent les trajectoires. Les études se concentreront sur de la sensibilité, au vu du grand champs des possibles sur les valeurs possibles à retenir sur du long terme, tributaires des équilibres d'offre-demande long terme aux échelles française, européennes et mondiale. Toutefois, pour représenter les capacités de construction de scénarios, plus simple à appréhender, un scénario médian est construit sur des trajectoires des commodités. Les évolutions de la part énergie du gaz et de l'électricité sont indexées sur le scénario EU-Reference 2016, avec réplication d'une structure pour se fournir en électricité et l'ajout des dispositifs réglementaires (Figure 59).

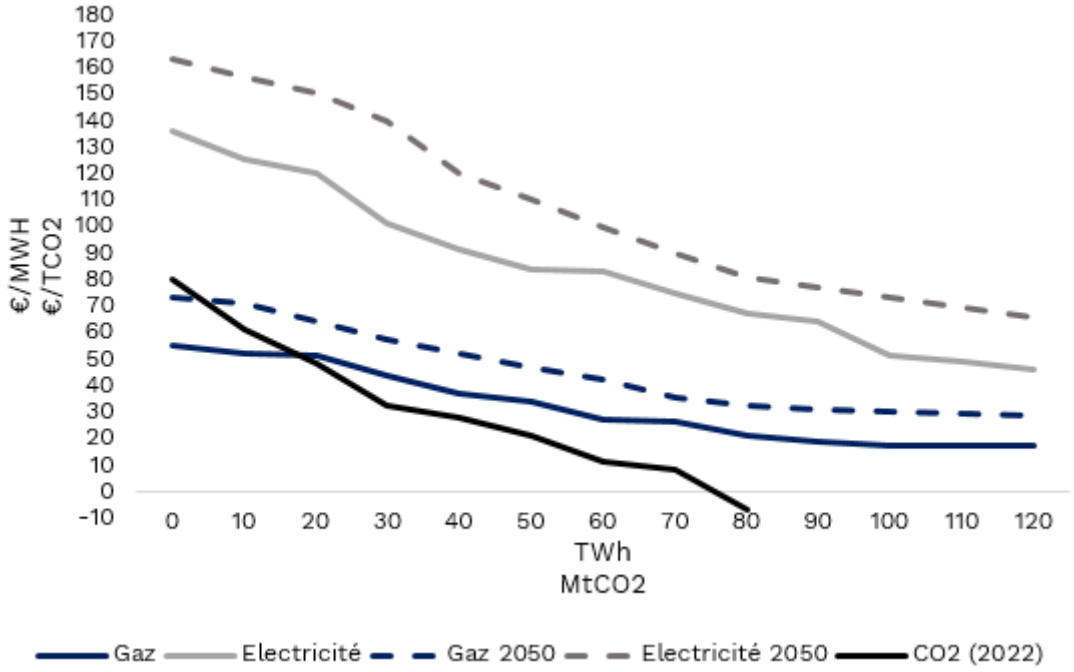


Figure 59 Distribution du coût des commodités en 2020 et 2050 dans le scénario médian. Lecture : 60TWh des 112 TWh consommés dans l'industrie en 2018 ont été acheté à plus de 82€/MWh.

La première implémentation du coût du CO_2 s'est faite par l'intégration d'une trajectoire d'évolution du prix du CO_2 sur le système d'échanges de quotas (*Emission Trading System*, ETS), ainsi que des règles régissant les allocations gratuites : *benchmarks* et leurs évolutions, segmentation des secteurs à risque de fuite de carbone, et réduction voire suppression des allocations gratuites avec la prise en compte des règles issues de la mise en œuvre du plan *Fit for 55*. Au vu des incertitudes sur la perception du prix ETS, son extension ou non d'ici la fin des allocations gratuites aux nouveaux procédés innovants, et les biais retranscrits dans l'utilisation du prix ETS de la part des industriels (De Vivo et al., 2018 ; Dechezlepretre et al., 2015 ; Gobin et al., 2014 ; Borhé et al., 2016 ; Joltreau et al., 2019 ; Lehne et al., 2021 ; Pellerin-Carlin et al., 2022), il a été décidé de représenter les allocations gratuites comme un gain pour les procédés historiques, n'incitant pas à se décarboner sous leur seuil. Ce choix correspond ainsi à une réduction du prix effectif du CO_2, avec une incitation à se décarboner qui reste à la marge des émissions actuelle. Ainsi certains secteurs sur-alloués, voient même un prix négatif du CO_2 (Figure 59). Ainsi l'effet de la fin des allocations gratuites sur la période 2028-2035 est sans doute amplifié, une période de transition vers une valorisation plus juste du carbone étant sans doute à anticiper. Il est également possible d'utiliser le modèle avec la valeur d'action pour le climat (VAC ou *Social Cost of Carbon* SCC). Cette valeur, déterminée par des modèles intersectoriels, permet pour un planificateur public d'identifier la valeur d'une tonne de CO_2 évitée. Elle est calculée de façon à évaluer le juste niveau nécessaire pour décarboner l'ensemble de l'économie à moindre coût. Plusieurs exercices se sont penchés sur la question, avec des valeurs évoluant de 250€/t CO_2 en 2030 à 750€/t CO_2 en 2050 (Quinet, 2019 ; Figure

60). Cette valeur est censée être transmise par les pouvoirs publics par l'ensemble de leurs actions : tarification du CO_2, standards énergétiques, aides à l'investissement, soutiens aux infrastructures. Ces valeurs sont à manier avec précaution, tant le périmètre de leur implémentation réelle est complexe, que leur méthode de détermination implique des incertitudes importantes, notamment sur la capacité à solliciter les puits de carbone. Des travaux récents construisent des estimations de la valeur tutélaire de carbone avec des approches *bottom-up*, en balayant l'ensemble des solutions possibles dans une logique de coût d'abattement (Criqui, 2023). Ces approches ont toutefois tendance à négliger les effets temporels (jeu d'attente *waiting game*, *lock-in*) qui pourraient favoriser des valeurs du carbone initialement plus importantes.

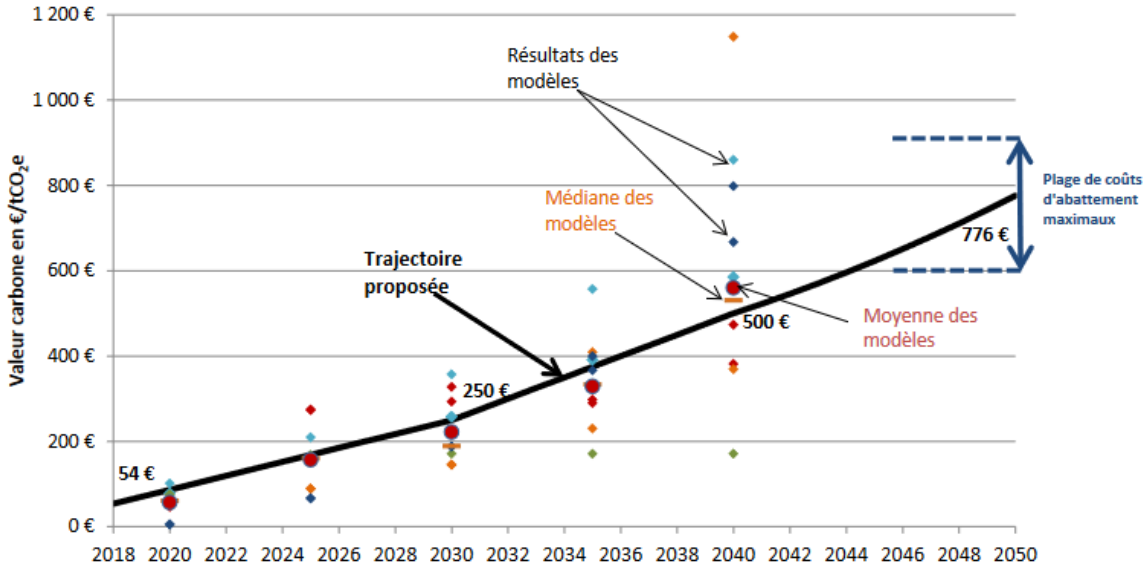


Figure 60 Proposition de trajectoire de la valeur tutélaire du carbone (Quinet, 2019)

Les modèles intertemporels qui visent à simuler les résultats du marché intègrent le coût du capital en tant que "taux d'actualisation" ou "facteur de rente", notamment pour actualiser les cash-flows. Ces représentations du coût du capital sont très hétérogènes dans la littérature des modèles énergétiques (Lonergan, 2023). Ce paramètre est pourtant très important dans les secteurs à forte intensité capitalistique et avec des coûts en amont (« upfront ») conséquents. Son choix va permettre d'arbitrer entre plusieurs profils de technologies, notamment sur la mise en place de mesures d'efficacité énergétique qui se financent sur des économies étalées dans le temps. Généralement, le coût du capital est lié à une combinaison de facteurs qui dépendent du projet, de la technologie, de l'investisseur, et plus largement du pays et du secteur d'activité (Polzin et al., 2021). Il est important de savoir si un risque et comment le risque est pris en compte dans ce taux dans les modèles de systèmes énergétiques. Le taux d'actualisation peut être soit sans risque, soit ajusté au risque. Dans le premier cas, le taux d'actualisation ne prend en compte que les considérations d'un

"planificateur social", par exemple les préférences temporelles sociales, et est donc parfois appelé "taux d'actualisation public". Ce taux est notamment utilisé dans les modèles d'optimisation pour permettre de déterminer la trajectoire optimale vue de la puissance publique. Dans le second cas, le taux d'actualisation sans risque est ajusté à la hausse pour refléter le coût du capital privé (Ioannou et al., 2017 ; Mavromatidis et al., 2018). Malheureusement, il est souvent difficile de savoir quel taux d'actualisation est pris en compte dans les modèles utilisés. L'approche appropriée dépend du cas d'utilisation : les modèles et les analyses utilisés pour la planification (sociale) devraient s'appuyer sur le taux d'actualisation sans risque, tandis que les modèles qui "simulent" le marché devraient utiliser des taux d'actualisation ajustés au risque pour refléter les taux spécifiques au marché et à la technologie qui sont observés dans la pratique. Nous verrons les changements de paradigme associés au choix de l'un ou l'autre. Le coût du capital privé est généralement représenté par un Coût Moyen Pondéré du Capital (CMPC), correspondant à la structure de financement de l'entreprise en partie avec de la dette et des fonds propres, selon des ratios qui dépendent du pays, du secteur, du profil de l'entreprise. Il s'agit alors d'un cas particulier de finance d'entreprise. Cette représentation est implémentée avec des ratios sectoriels issus de Damodaran (2020). Les chapitres 3 et 4 expliciteront le risque associé à un projet, et endogénéisent la prime de risque associée. Les pratiques communes en termes de modélisation sont de faire varier ce coût du capital ou taux d'actualisation en fonction du paradigme souhaité (puissance publique ou acteurs privés), des scénarios macroéconomiques (favorables ou non à l'investissement, l'incertitude favorisant la préférence au présent), ou sont modulés pour représenter un potentiel risque ou au contraire de dérisquage technologique. Le taux d'actualisation est généralement considéré comme constant sur l'intégralité de la période considérée, avec en sous-jacent des hypothèses sur la perception des risques liés à la décarbonation ou au contexte économiqueé, le modèle qui est développé ici et utilisé dans une perspective de simulation de l'évolution du parc industriel. Ainsi, l'hypothèse concernant le taux d'actualisation devrait reposer principalement sur des hypothèses de CMPC basées sur des données historiques.

Ce modèle décrivant un ensemble conséquent de comportements dimensionnants, un certain nombre de paramètres sont nécessaires pour l'alimenter. Ceux-ci orientent son paradigme, qui en restant dans une vision de simulation et non d'optimisation ou de *back-casting* du système énergétique peut toutefois moduler son utilisation vers des usages proches. Ceux-ci sont décrit ci-dessous (Tableau 10).

L'horizon de temps des acteurs (« foresight ») peut être de différentes natures. Les acteurs peuvent avoir une vision parfaite de l'évolution du prix des commodités pour faire leur calcul de VAN, en utilisant la valeur paramétrée. Cela correspond à une très bonne vision long terme des acteurs, qui pourrait s'expliquer notamment par une part importante d'achats en PPA, ou des achats long terme de gré à gré. A l'inverse, cette vision peut être imparfaite, et les acteurs

naviguant en territoire incertain peuvent utiliser différentes heuristiques de prévision, notamment une régression du prix perçu de la commodité sur les 5 ou 7 dernières années. La perception d'une commodité évoluant de façon non déterministe n'est pas prise en compte dans ce chapitre. Cet exercice prospectif (« *foresight* ») est également paramétré par la durée sur laquelle les investissements considérés sont amortis dans le calcul de VAN. Cette valeur varie typiquement de 5 à 30 ans selon la capacité de projection de l'acteur. Ce paramètre permet ou non de prendre en compte des politiques carbones avant leur mise en place, et joue également sur la « préférence au présent » ou « l'aversion à l'investissement » en plus de la prise en compte via le taux d'actualisation.

Tableau 10 Principaux paramètres du modèle

Paramètre	Représentations
Foresigh	Parfait, ou limité dans le temps
Coût du CO_2	Social Cost of Carbon, ETS
ETS	Scénarios de fin des allocations gratuites. End-Game de l'ETS
Intégration de MPR	Exogène, ou modélisation des flux limités
Revamping mid-life	Non / Possible : amortissement du CAPEX échoué, ou sans
CCS	Non / Limité géographiquement / Limité techniquement / oui
Discount Rate	Fixe pour tous (public), Différencié par secteurs
Augmentation des capacités de production	Limite de la capacité d'agrandissement des sites avant nouvelle usine
Critère d'investissement	VAN, TRI
Politiques Publiques	Réduction des CAPEX, R&D via amélioration des TRL. Subventions ciblées sur secteurs, technologies, énergies. Structure de la fiscalité énergétique.

Il est également possible d'orienter le modèle vers différents paradigmes selon les jeux de paramètres retenus. En effet, le modèle de simulation est principalement pensé pour créer des scénarios correspondants à des choix conditionnels de type « *what if »*. Il donne une évolution cohérente et logique de l'évolution du parc industriel et de ses besoins énergétiques en ayant en entrée un certain nombre d'hypothèses sur le contexte économique et énergétique du secteur, et en représentant les décisions d'investissements avec leurs biais et méthodes. Il est toutefois possible de modifier certains des paramètres pour l'orienter et permettre la comparaison avec d'autres paradigmes de scénarios (issus de modèles ou non). En choisissant un taux d'actualisation correspondant à un taux d'actualisation public, vu de la puissance publique, associé à un « *perfect foresight* » de la part des acteurs industriels, le modèle devrait a priori s'approcher des résultats issus des modèles d'optimisation, à la différence importante de la représentation de la dépendance au chemin (correspondant à des

investissements successifs). En effet, les arbitrages intertemporels seraient alors proches d'une approche en coûts d'abattement, alors une possibilité pour les acteurs de prendre des décisions maximisant leur VAN sur presque l'intégralité de la période considérée.

Finalement, les modèles de simulation peuvent être itérés sur une de leurs hypothèses en entrée (par exemple le prix du CO_2) pour permettre d'atteindre une sortie souhaitée (des objectifs carbone). Les sorties peuvent alors être comparées avec des exercices de prospectives fréquemment utilisés dans le débat public, souvent issus de travaux de concertation quant au choix des hypothèses de développement technologique ne permettant pas l'utilisation de modèles (RTE Futurs énergétiques, Ademe Transition 2050, les exercices SNBC, feuilles de routes sectorielles).

Pour le scénario médian, les valeurs retenues sont présentées dans le Tableau 11. Enfin pour le CO_2, une trajectoire médiane à 300€/t CO_2 du quotas CO_2 du système EU-ETS est supposée avec une réduction des quotas gratuits de 2028 à 2035 en accord avec les dernières lignes de la commission européenne et les projections I4CE (2022). Le champ de couverture de l'EU-ETS est également étendu dès 2035 à l'ensemble du secteur de l'industrie manufacturière.

Tableau 11 Paramétrisation du scénario médian

Foresight	*Projection linéaire de la tendance des 5 dernières années*
Coût du CO_2	*ETS*
ETS	*Règles FF55*
MPR	*Exogène*
Remplacement anticipé	*Possible à partir de mi vie avec comparaison coût complet de la nouvelle technologie et coût marginal de la technologie actuelle*
CCS	*Eligibilité par site industriel identifié (principalement côtiers)*
Disponibilité technologique	*Selon TRL et littérature. Pas de procédés de rupture majeurs disponibles avant 2040 (anode inerte, electrowinning, papier sans eau). Réduction des coûts et rendement de l'hydrogène médiane.*
Discount Rate	*CMPC privé décliné par secteur*

D. Résultats d'un scénario médian

Les résultats d'un premier scénario seront présentés dans cette première partie, balayant les résultats typiques du modèle. Ce scénario médian se caractérise par un scénario de commodités peu marqué, avec les solutions électriques de décarbonation devenant

progressivement compétitives (Figure 61) par rapport aux solutions installées. Toutefois, la modélisation de la prise de décision d'investissement apparaît comme plutôt optimiste au vu de l'utilisation de l'indicateur VAN, avec une fermeture de l'écart d'efficacité énergétique (*energy efficiency gap)*.

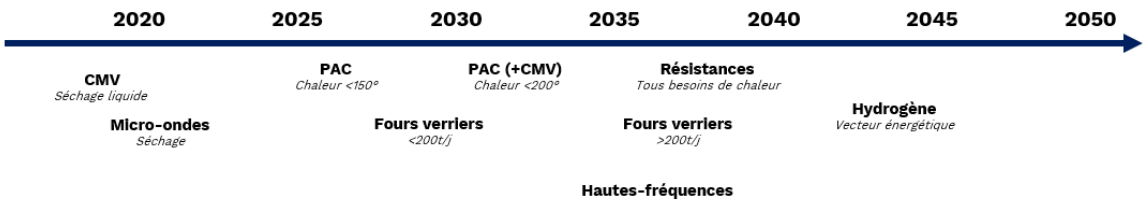


Figure 61 Date de compétitivité d'une sélection de technologies électrique dans le scénario médian en greenfield pour une insallation de taille moyenne et un taux d'actualisation de 7%

Trajectoire énergétique

Trois grandes phases sont visibles sur l'évolution d'ici 2050 de la consommation d'énergie de l'ensemble de l'industrie (Figure 62):

1. 2020-2035 : Développement de la biomasse, sortie du charbon et des produits pétroliers et déploiement de technologies efficaces. En effet sur cette période, les industriels abandonnent rapidement leurs équipements fonctionnant encore aux produits pétroliers et au charbon, avec un développement d'un ensemble de technologies d'efficacité énergétique qui permet une baisse conséquente de la consommation d'énergie. Toutefois les anticipations des prix des énergies ne permettent que dans de rares cas une électrification poussée des chaudières ou des procédés. Ce remplacement se fait donc par un développement rapide de la biomasse qui atteint son maximum de 60 TWh, et un développement de la consommation de gaz. La stagnation de la consommation de l'électricité est liée à son faible développement, ou limitée aux procédés thermodynamiques efficaces avec des coefficients de performance supérieurs à 3, partiellement contrebalancé par des efforts d'efficacité énergétique sur les consommations spécifiques à l'électricité (force motrice, air comprimé).
2. 2035-2043 : Le début d'une décarbonation plus profonde : lié à la fin des allocations gratuites et une augmentation perçue du prix du CO_2, s'amorce une décarbonation plus rythmée. A partir de cette date, les procédés électriques et innovants voient leurs parts de marché augmenter en remplacement du gaz.
3. 2043-2050 : C'est uniquement sur cette dernière période que les procédés de rupture viennent accélérer la réduction du gaz, avec notamment un développement timide de l'hydrogène. Celui-ci sert à la marge dans certains secteurs industriels pour un usage

énergétique (verre), dans la sidérurgie en remplacement de solution gaz, et comme matière première dans la chimie.

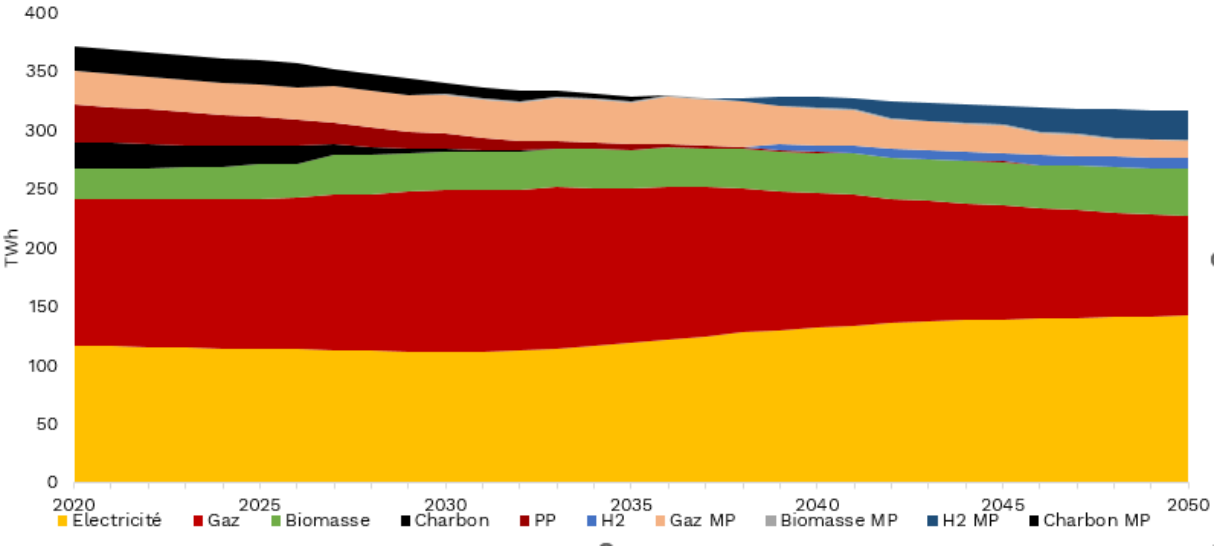


Figure 62 Evolution des consommations énergétiques par vecteur dans le scénario médian

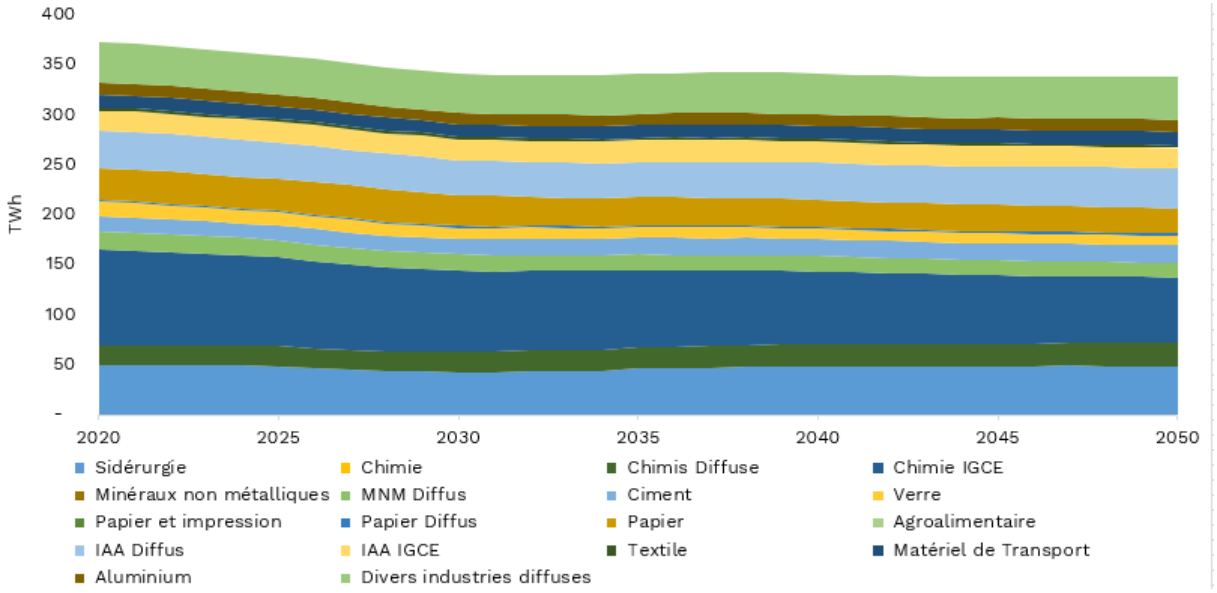


Figure 63 Evolution de la consommation d'énergie par secteur industriel dans le scénario médian

Sur ce scénario médian, les émissions de CO_2 se sont fortement contractées, passant de 78Mt CO_2 en 2018 à 21Mt CO_2 en 2050. Une décomposition LMDI (Log Mean Divisia Index, Ang 2005) est réalisée en classifiant toutes les opérations ayant permis de réduire les émissions de CO_2 sur la Figure 64. Cette décomposition permet d'identifier la part de chaque levier qui agit en interaction avec les autres (correspondant schématiquement chacun à un terme d'une équation de Kaya, voir le chapitre 1). Ainsi, si les hypothèses de ces scénarios sont plutôt réservées en termes de demande et de recyclage, ces effets permettent chacun 5 Mt

d'abattement CO_2. Le principal levier reste les opérations d'efficacité énergétique, correspondant au développement de technologie matures et sans rupture technologique. Les procédés innovants (hydrogène, Pompes à Chaleur Très haute Température PAC THT, électrification poussée) bien que ne se développant qu'à partir de 2035, permettent des économies d'émissions substantielles. Le changement de combustible (« *fuel switch* »), soit le choix de passer pour une utilité d'une énergie à une autre sans gain extrêmement significatif d'économie d'énergie, est une solution moins sollicitée au vu de l'inertie du système représenté. La prolongation du scénario à 2060 ferait descendre les émissions résiduelles à 12Mt CO_2, grâce au développement plus poussée du *fuel switch* et de procédés innovants. Ce scénario n'est ainsi pas un scénario de décarbonation profonde, avec des ambitions limitées en termes de prix du CO_2 amplifiée par l'inertie du système, mais amorçant toutefois déjà des ruptures significatives avec l'évolution des consommations d'énergie dans le secteur. La même décomposition est réalisée pour les facteurs d'électrification (Figure 65) avec les procédés innovants, de récupération d'énergie et de fuel switch qui expliquent la majorité de la hausse de la consommation.

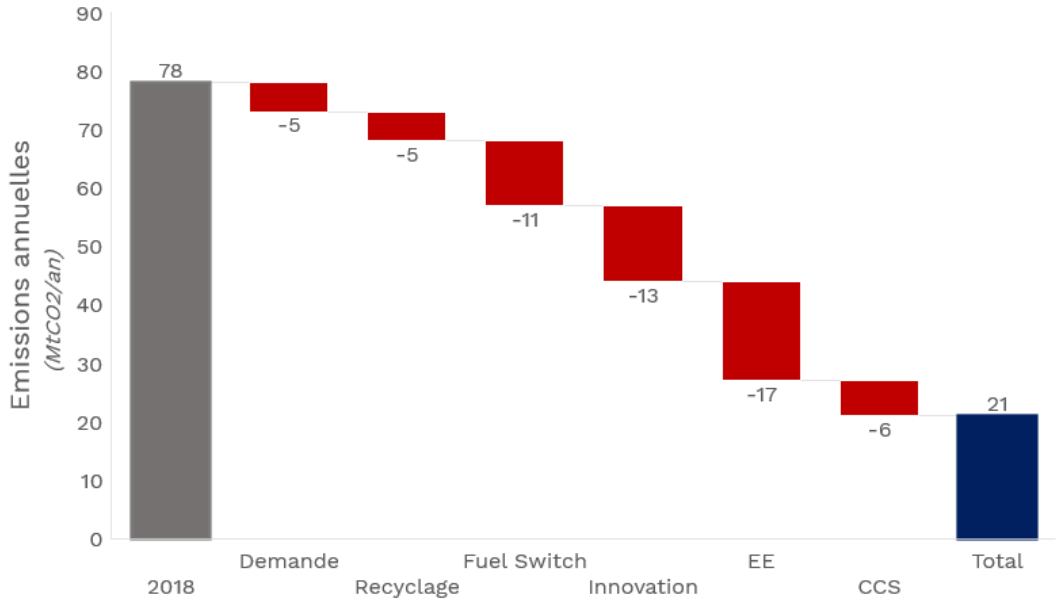


Figure 64 Répartition des leviers d'abattement dans le scénario médian

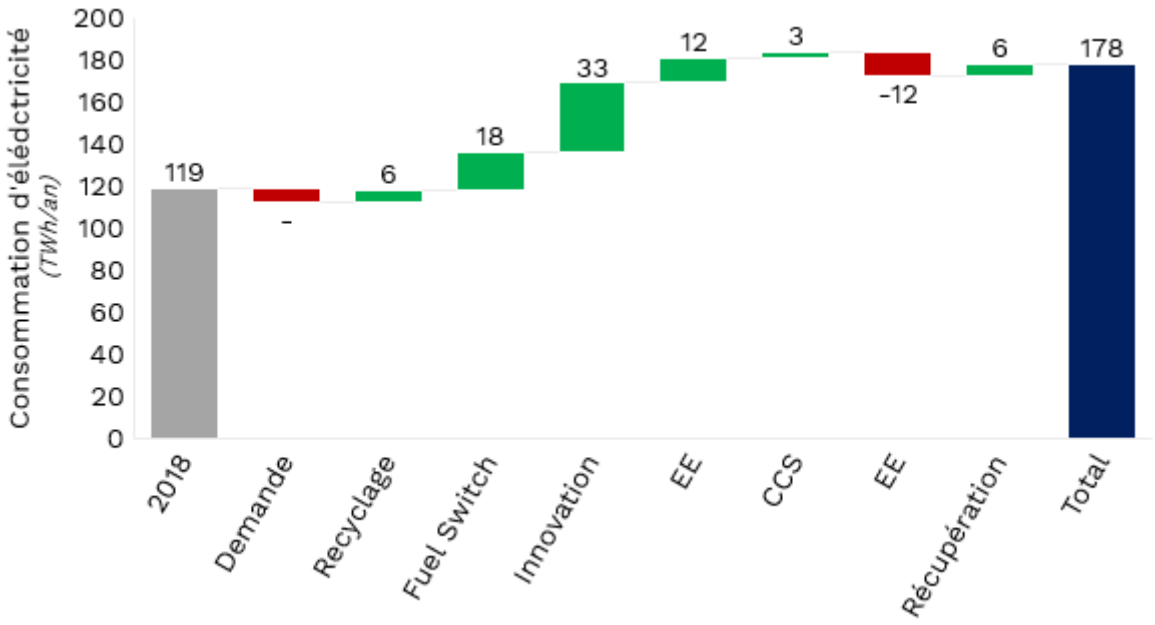


Figure 65 Décomposition LMDI des facteurs d'électrification (y compris hydrogène)

Trajectoires sectorielles & technologiques

La répartition de ces leviers pour chacun des secteurs industriels est également étudiée. La diversité des solutions d'un secteur à l'autre explique à la fois les différences de rythme de décarbonation et de surcoût associés. La part de chaque solution varie ainsi grandement entre les secteurs (Figure 66). En effet la décarbonation de la sidérurgie s'appuie de façon importante sur l'essor du recyclage et des procédés hydrogène quand, dans l'industrie diffuse, une électrification sans modification poussée des procédés permet d'atteindre 80% de baisse des émissions de CO_2.

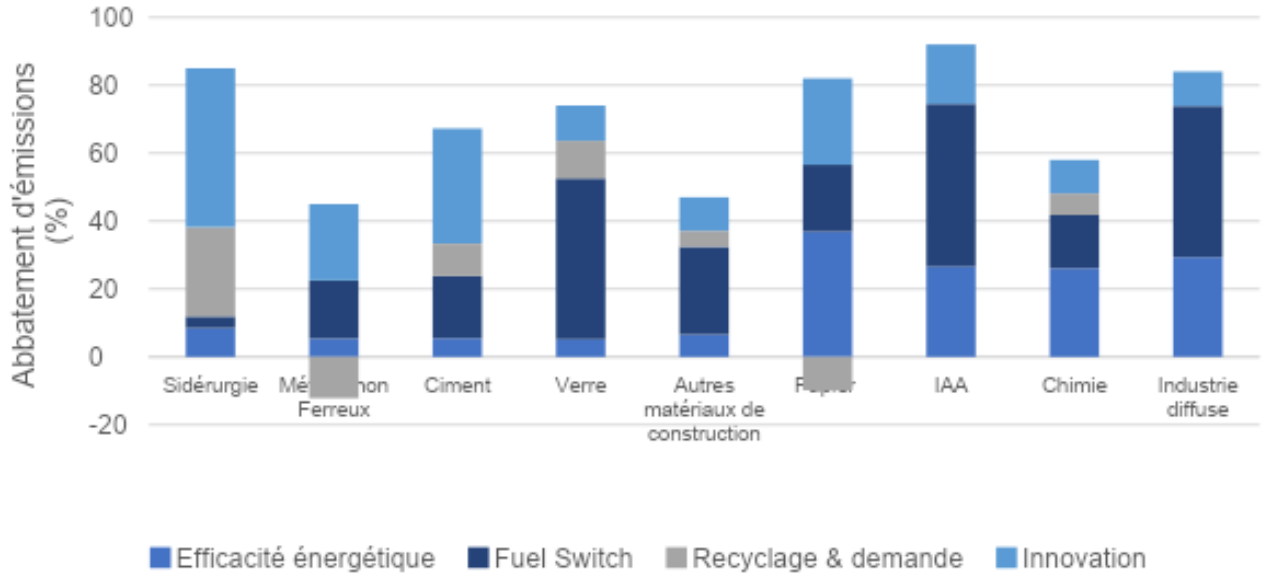


Figure 66 Partage des leviers d'abattements pour chaque secteur en décomposition LMDI

Sidérurgie

La trajectoire du secteur de la sidérurgie (Figure 67) illustre le caractère très discret (*lumpy*) de l'évolution du secteur : la consommation des 6 hauts fourneaux pèse de façon conséquente les émissions et les consommations de l'ensemble du secteur. Les ouvertures et fermetures de chacun sont ainsi bien identifiables. Plusieurs dynamiques sont identifiables :

1. Une diminution de la part de l'acier primaire, qui passe de 64% en 2018 à 42% dans le scénario médian, avec un effet de structure vers l'acier recyclé (augmentation de la consommation électrique), qui diminue les consommations matière première nécessaire à la réduction de l'acier primaire.
2. Un passage à la biomasse en fin de vie des hauts fourneaux actuels : le remplacement du charbon par la biomasse sur la période 2026-2035 permet d'adapter les hauts fourneaux actuels et amortis face à une nouvelle contrainte carbone
3. De nouveaux actifs dès 2032 : des réacteurs à réduction directe au gaz naturel sont installés dès 2032 face au début de l'obsolescence des hauts fourneaux actuellement installés. Une partie de ceux-ci sont convertis à l'hydrogène à partir de 2046, une fois que la rentabilité de celui-ci est acquise. En effet si la solution hydrogène est rapidement compétitive par rapport aux solutions conventionnelles au charbon, les investissements progressifs vers la biomasse ou le gaz naturel augmentent le coût *break-even* vers l'hydrogène (la décarbonation devenant plus chère marginalement, surtout s'il y a des besoins de nouveaux actifs).

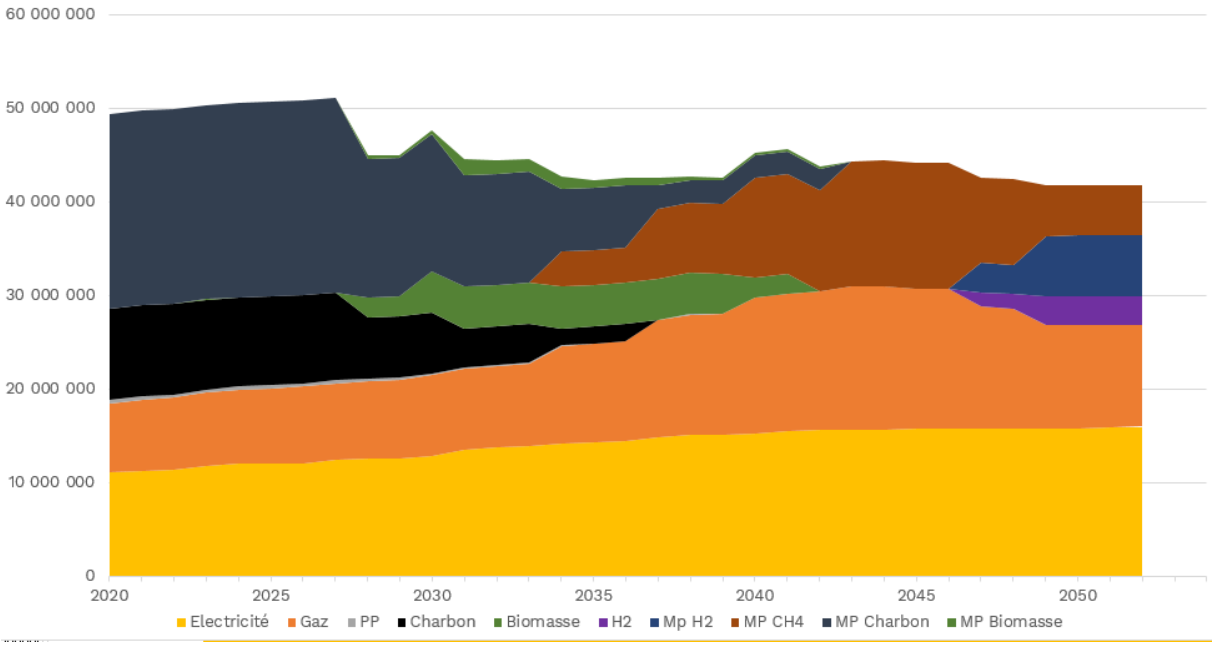


Figure 67 Consommation d'énergie de la sidérurgie

Chimie

La représentation du secteur d'une part importante de la chimie via des fonction *logit* lisse énormément son évolution, en diminuant sa sensibilité aux rythmes réels de réinvestissement. Cette dynamique réduit largement également tout potentiel effet seuil au niveau du prix des énergies (Figure 68). Ainsi, si l'inertie pour retirer les produits pétroliers des utilités est plus lente que dans d'autres secteurs, avec leur retrait significatif uniquement à partir de 2035, l'essor de nouvelles voies de production innovantes (hydrogène et biomasse) se fait en avance de phase par rapport à d'autres secteurs.

L'électrification progressive des vapocraqueurs et la mise en place de captage de CO_2 sur ceux existants entraînent une augmentation de la demande en électricité à partir de 2033. Certains procédés annexes (« *utilities* ») basculent également vers l'électricité, notamment des besoins de chaleur basse température, ou bien l'électrification de moteurs en remplacement de turbines à vapeur. Tout ceci permet des gains d'efficacité énergétique conséquents (Figure 69). Ces modélisations sont fortement liées aux taux de renouvellement supposés pour les actifs de l'industrie chimique. Aussi, plusieurs avantages à l'électrification spécifiques à ce secteur ne sont pas pris en compte. L'électrification des vapocraqueurs pourrait par exemple permettre en diminuant le temps de passage, de modifier les ratios éthylène-propylène en sortie, et donc modifier les gammes de produits sur lequel il est positionné.

Dans le secteur de la chimie minérale, les puissances importantes des chaudières fournissant de la vapeur à plus de 400°C les fait basculer dans un premier temps vers la biomasse, peu de solutions alternatives étant disponibles au moment de leur renouvellement. Dans un second temps, celles-ci s'électrifient notamment en combinant pompes à chaleur et boosters électriques. La production d'ammoniac représente la part la plus importante de la consommation d'hydrogène, en se développant à partir de 2035. Dans ce scénario, la filière s'appuyant sur le méthanol produit à partir d'hydrogène et de CO_2 capté est extrêmement limité au vu des coûts importants lié à la production d'hydrogène et au captage du CO_2. De plus, les sources de CO_2 biogéniques prises en compte étant extrêmement limités, les abattements CO_2 liés au CCU sont restreints.

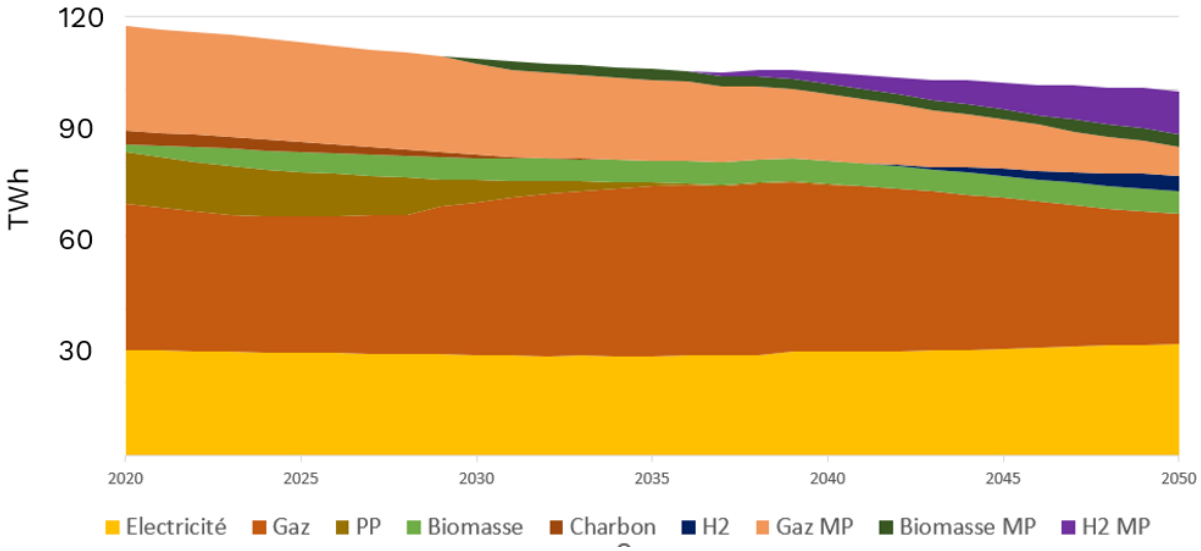


Figure 68 Consommation d'énergie dans le secteur de la chimie

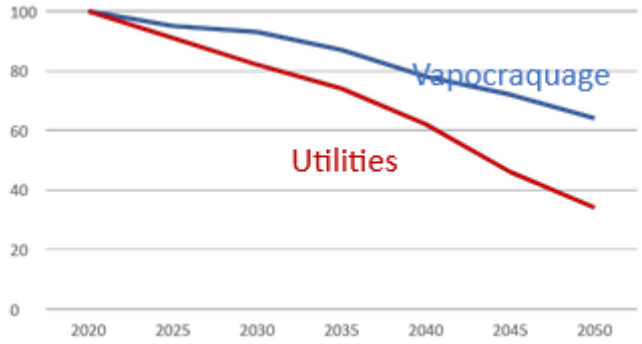


Figure 69 Part des utilités carbonées dans le processus de production du PET (biomasse & électrification)

Industrie Agricoles et Alimentaires (IAA)

Le secteur de l'agroalimentaire s'illustre par les forts gains d'économie d'énergie qui y sont mobilisables (24%), liés notamment à une électrification importante des procédés. (Figure 70). En effet, ce secteur consomme principalement de la chaleur basse température (hors sucre), facilement électrifiable. L'ensemble des segments restent très hétérogène, avec donc une dispersion sur les solutions disponibles. Ainsi l'électrification commence relativement tôt par rapport à d'autre secteurs et y est continue sur la période passant de 36% à 56%.

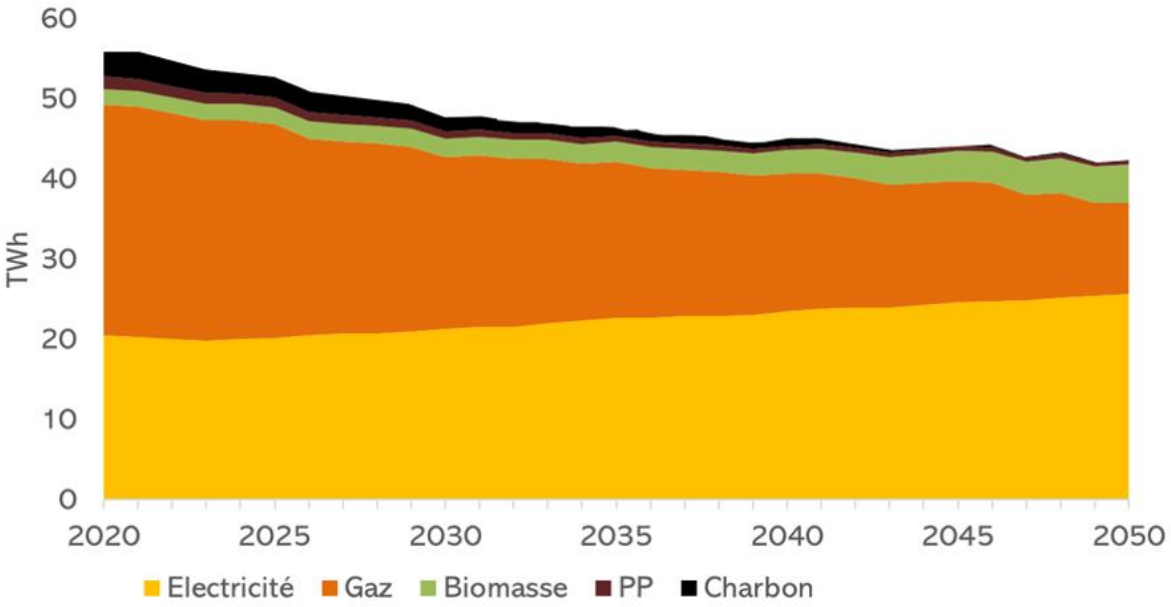


Figure 70 Evolution des consommations d'énergie dans le secteur de l'agroalimentaire

Papier

Plusieurs effets contradictoires viennent faire évoluer la trajectoire de consommation d'énergie du secteur papetier :

- Une bascule structurelle vers le papier d'emballage, qui permet une intégration plus importante de papier recyclé, et donc une diminution sur la consommation de biomasse liée à la fabrication de pâte à papier vierge.
- Un développement d'utilités à la biomasse. Ainsi celle-ci est de plus en plus consommée pour la production de vapeur en plus de la liqueur noire sur les sites intégrés.
- Des gains énergétiques possibles sur la filière primaire de production de papier primaire, grâce aux remplacements des chaudières de liqueur noire et à l'amélioration de la boucle de liqueur noire (augmentation de sa siccité et des rendements associés).
- Une électrification importante grâce aux procédés efficaces d'un point de vue thermodynamique pour mieux valoriser les buées de sécheurs ou améliorer le bilan de l'évaporation de liqueur noir. Le développement de l'électricité atteint 4.5TWh sur un gisement de 6TWh (calculé sans prise en compte de solutions alternatives). Ces gains sont légèrement compensés par des mesures d'efficacité énergétique notamment sur les moteurs.
- Une part incompressible de gaz lié aux procédés en flamme directe pour certains produits (notamment papier d'hygiène) dont le remplacement nécessiterait le développement d'un procédé *airless*.

- La production de papier primaire développe dès 2040 des procédés de valorisation externe de la liqueur noire, se positionnant ainsi sur le modèle des bioraffineries. Ainsi les gains d'efficacité énergétique développés sur site (grâce à la réduction de la consommation de vapeur) permettent d'orienter des volumes de biomasse pré-transformée (liqueur noire) vers des procédés de valorisation qui permettent sa vente (Fischer-Tropsch).

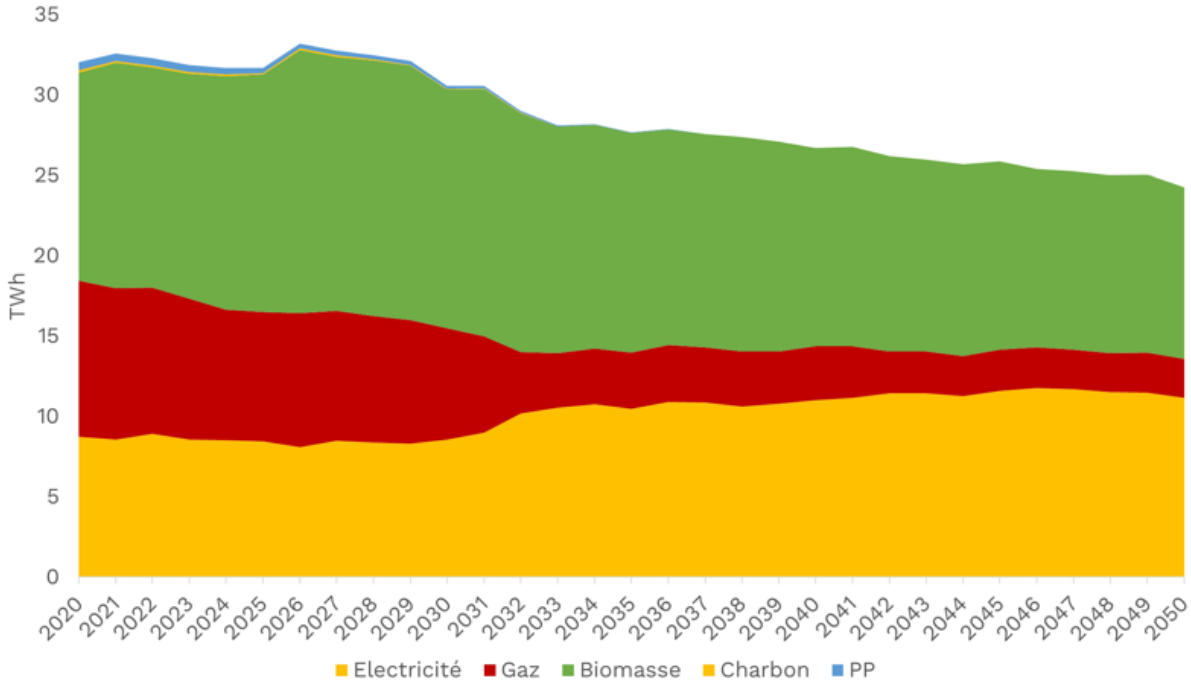


Figure 71 Evolution des consommations d'énergie dans le secteur papetier

Ciment

Ce secteur est le principal secteur impacté par une baisse importante de la demande modélisée dans Pepit0 et aux hypothèses exogènes. Ceci est lié à la fois au développement de ciments alternatifs, la baisse du taux de clinker dans le ciment et la baisse du rythme de construction par rapport à la rénovation. Plusieurs phases sont visibles sur la figure suivante et illustrent les évolutions technologiques qui traversent ce secteur :

- Un passage aux combustibles alternatifs important pour compenser le charbon et les produits pétroliers. Avec un accès très limité au gaz des sites cimentiers, les combustibles alternatifs forment un socle important de décarbonation du secteur cimentier, d'autant qu'une partie leur est même réservé.
- Des solutions d'efficacité énergétique (oxycombustion si elle est possible à intégrer sur le site, optimisation du contrôle des procédés, passage des fours sur des procédés secs) qui représentent un abattement important, toutefois limité par le développement des

combustibles alternatifs qui ont une pénalité énergétique liée à leur faible densité énergétique.

- Une électrification liée au développement de l'oxyfuel (oxygène et carburant) qui nécessite la production d'oxygène et le développement après 2038 du CCS. Ce dernier nécessite des utilités électriques conséquentes.
- Un développement du CCS limité dans ce scénario lié aux contraintes géographiques prise en compte, celui-ci étant limité à certains sites à proximité d'infrastructures identifiées. De plus le taux de capture dépasse rarement celui permit par l'utilisation de la chaleur fatale disponible sur site sur site. La capture avec forte pénalité énergétique ne se développe que peu.

Les procédés existants seront soit remplacés par de nouvelles usines à sec, soit réaménagés avec un système de capture du carbone à partir de 2030, ce dernier assurant 20 % de la production de clinker à partir de 2040. En outre, de petites capacités de nouvelles usines équipées d'un système de capture avec oxyfuel se développent. Les usines en place sont ensuite progressivement abandonnées d'ici 2050, laissant la place à de nouvelles usines sèches équipées d'un système de captage lié à de l'oxycombustion et produisant plus de 60 % de la production de clinker. La technologie de l'oxycombustion est préférée à celle aux amines pour les sites nouvellement construits, car elle est moins gourmande en capital et en énergie, tout en permettant des taux de captage plus importants.

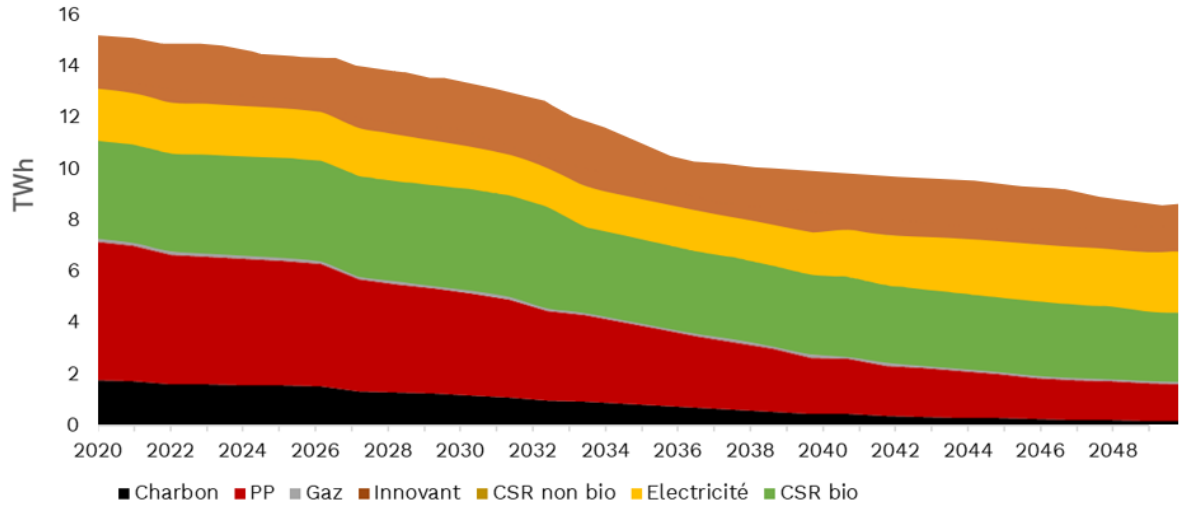


Figure 72 Evolution des consommations d'énergie dans le secteur du ciment

Evolution des investissements et coûts de production

Nous étudions ici l'évolution des coûts de production de trois principaux secteurs (qui ont un produit de sortie facilement identifiable) : l'acier, le ciment et le papier. Sur la Figure 73 nous représentons l'évolution moyenne des coûts de production dans le scénario médian, et dans

un scénario à structure industrielle et technologique identique (avec uniquement l'effet de l'évolution des commodités). Le rôle d'amortisseur que joue l'évolution technologique face à une contrainte carbone, c'est-à-dire la mise en place de solutions avec des coûts « *break even* » plus faibles que le coût du CO_2 est ainsi mis en évidence. Dans le cas du ciment et de l'acier, le scénario médian anticipe la fin des quotas gratuits, avec des coûts supérieurs à la trajectoire tendancielle « Business As Usual » (BAU) avant 2030, lié à des investissements et des surcoûts opérationnels (efficacité énergétique et biomasse principalement), mais ceux-ci permettent d' amortir largement la fin des quotas en réduisant l'exposition au prix du CO_2. Pour le papier, on observe uniquement une différence après 2035, où les hypothèses du scénario médian permettent de déclencher des investissements dans l'efficacité énergétique sans surcoût antérieur. Trois effets viennent même expliquer la baisse des coûts de production pour ce secteur : les gains d'efficacité grâce aux solutions encore non matures, une tarification du carbone et un horizon de décision importants qui permettent de prendre en compte les gains offerts par les solutions matures, et finalement la vente de produits à base de liqueur noire.

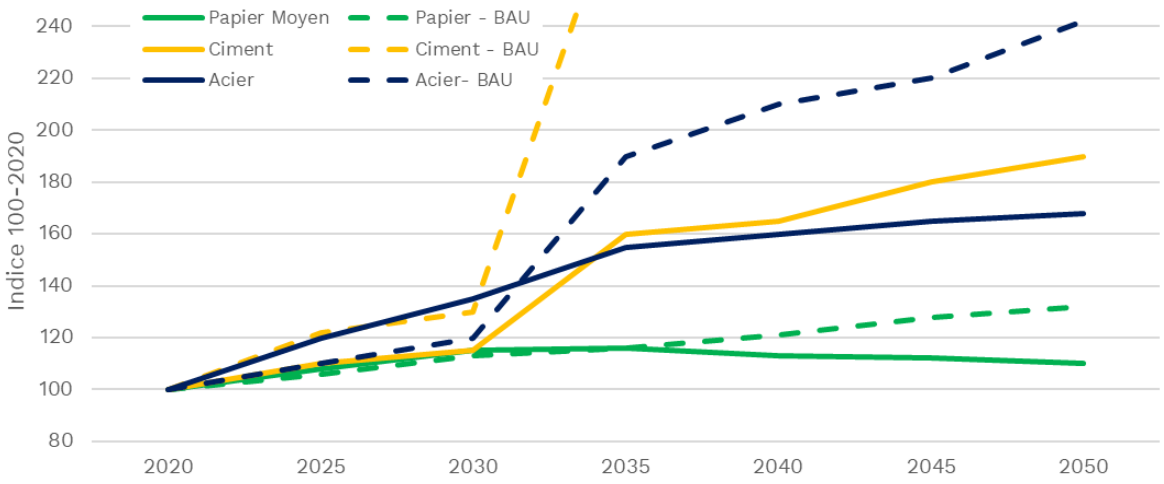


Figure 73 Evolution des coûts de production de trois biens

La trajectoire des investissements est visible sur la figure 41. Le périmètre des montants d'investissements considérés est limité à ceux liés aux infrastructures énergétiques, aux utilités et aux procédés énergétiques dans l'industrie. De 2020 à 2030 une vague d'investissement est lié à un cycle de réinvestissement important lié à la vétusté globale du parc industrie qui traité dans le modèle de simulation tend à fermer *l'energy effiency gap.* Celle-ci est également déjà impactée par l'anticipation de certains acteurs de la future évolution des allocations gratuites et donc du coût perçu du CO_2. Deux autres vagues d'investissement autour de 2039 et 2046 correspondent à des conjonctions de cycle de

réinvestissement et d'effets de seuils entre différentes solutions (prix électricité/gaz en faveur de l'électricité à partir de 2040).

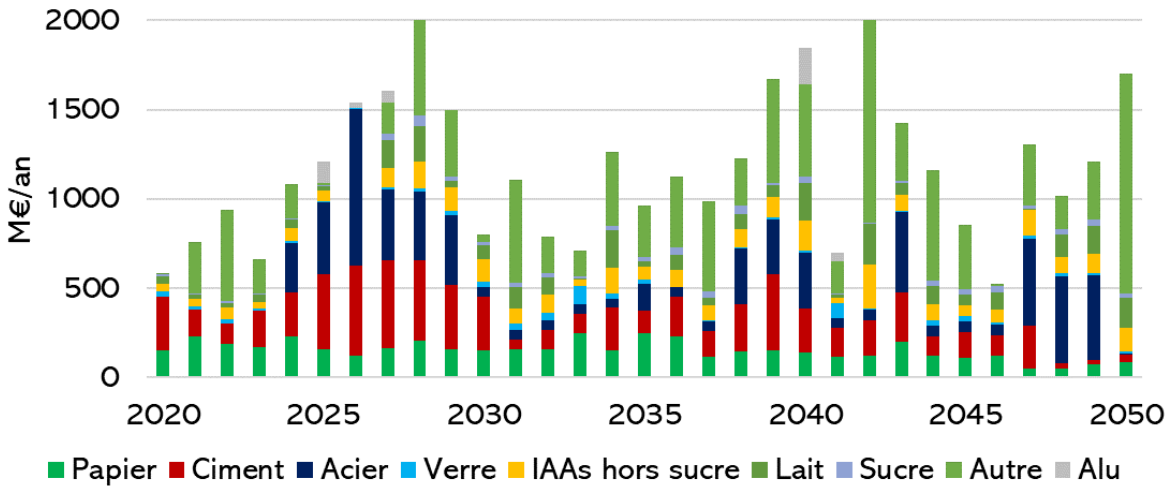


Figure 74 Investissements liés aux actifs consommateurs d'énergie dans l'industrie

La somme totale des investissements (31mds€) est de l'ordre de grandeur des précédentes estimations réalisées pour la décarbonation du secteur industriel, de l'ordre de 0.6 à 1 milliard d'euro par mégatonne annuelle de CO_2 abattue (Pisani et al.,2022 ; Gerres et al., 2019. Toutefois les réductions d'émissions de gaz à effet de serre n'atteignant pas les objectifs de neutralité carbone, des investissements en moyenne plus conséquents sont à anticiper pour les dernières installations à décarboner.

Dynamique de remplacement

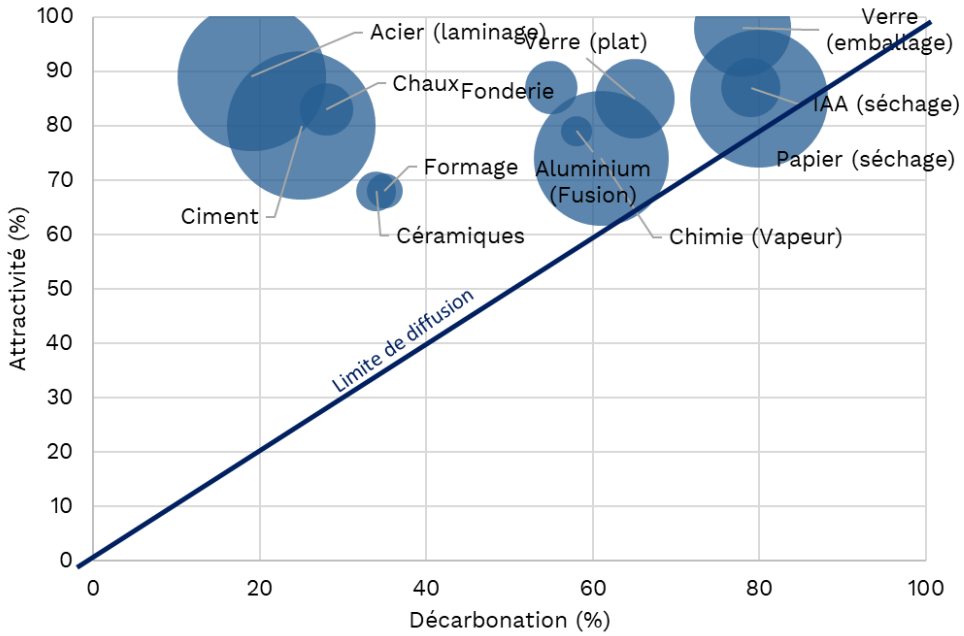


Figure 75 Attractivité des solutions bas carbone en 2038 par opération énergétique

Finalement, nous nous intéressons à une vision de la dynamique de remplacement par opération énergétique. Ceci est réalisé en regardant pour chaque opération énergétique (une opération d'un secteur de l'approche intégrée, ou un segment dans l'approche statistique), le niveau d'atteinte des objectifs de décarbonation et l'attractivité des solutions bas-carbone. Nous choisissons à la suite de Fleiter et al. (2023) de définir cette attractivité comme la probabilité du choix d'une solution par les secteurs décrit par une fonction *logit*, et par la part des sites qui feraient le choix de cette solution pour les secteurs de l'approche intégrée. La Figure 75 représente un tel diagramme de diffusion en 2038, soit dans notre scénario après le choc sur le prix du CO_2 avec la fin des quotas gratuits. La taille des bulles sur la figure représente l'importance des consommations énergétiques des segments considérés. La plupart des secteurs ont ainsi une attractivité vers la solution bas carbone supérieur à 60%, signe que des solutions bas carbone ont une bonne maturité technologique et économique. Plus un secteur est éloigné de la 'limite de diffusion', plus les effets dynamiques modélisés (inertie du système, évolution du prix des commodités, disponibilité technologique) ont ralenti la transition de celui-ci. Le laminage de l'acier par exemple est très faiblement décarboné malgré la forte attractivité des solutions bas carbone (en l'occurrence l'hydrogène), il est donc loin de la limite de diffusion. Ceci est lié à la disponibilité récente de la solution et les inerties de remplacement limitant le renouvellement de l'équipement. A l'inverse, le secteur de la production de vapeur dans la chimie est relativement proche de cette limite de diffusion, car il consiste en un parc de chaudières décrit de façon relativement homogène, qui s'est réparti sur les solutions de décarbonation disponibles progressivement depuis 2020. Des

secteurs sont déjà très décarbonés dès 2038 : le séchage du lait dans l'IAA, le séchage du papier, ainsi que le verre d'emballage.

E. Caractérisation du système industriel en mutation

a) Inertie

Pour comprendre la sensibilité du secteur industriel et de sa modélisation aux effets chronologiques (« *timing* ») des incitations carbones, des scénarios fictifs du prix du CO_2 ont été modélisés. La période 2020-2050 est divisée en deux phases. Lors de la première, le prix du CO_2 est constant à 85€/t CO_2, dans la seconde phase il passe brusquement à 300€/t CO_2. La Figure 76 représente les émissions résiduelles en 2050 selon l'année de transition de la première à la deuxième phase, l'année avec un choc sur le prix du CO_2.

Ainsi on voit apparaitre des effets seuils autour de 2030, 2035 et 2043 correspondants aux pics de réinvestissement déjà identifiés. Ainsi un choc de prix du CO_2 avant ces périodes de réinvestissements permet de faire évoluer le parc plus rapidement, limitant les effets de *lock-in*. Ces modélisations font apparaitre le concept de fenêtre d'opportunité, au cœur d'une représentation par millésime (« *vintage fleet »)* de l'industrie. Ces effets d'inertie sont toutefois à prendre avec précaution. En effet, le cadre de modélisation via une VAN avec un cadre de décision maintenant ou jamais « *now or never* » ne valorise pas un ensemble de flexibilités au cours de l'utilisation d'un équipement, ce qui accentue le *lock-in* dans des équipements carbonés, et ceci malgré l'intégration d'une possibilité de remplacer un équipement à mi-vie.

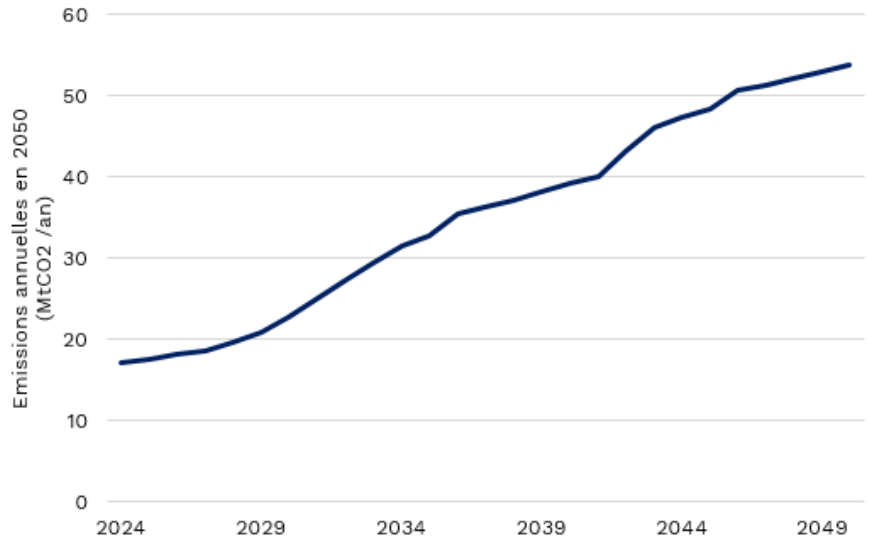


Figure 76 Emissions résiduelles selon l'année d'un choc sur le prix du CO_2

b) Sensibilités

Taux d'actualisation

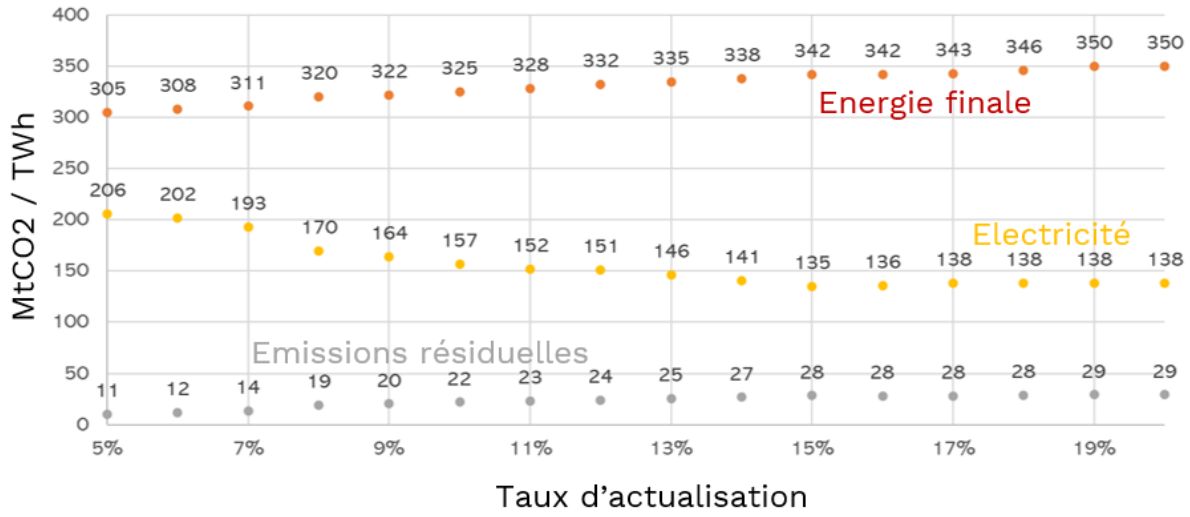


Figure 77 Sensibilité des principales sorties au taux d'actualisation

Le taux d'actualisation est dans cette étude de sensibilité, considéré comme uniforme pour tous les secteurs. Avec un coût moyen pondéré du capital entre 8 et 9%, nous retrouvons des résultats proches du scénario médian (Figure 77). Une augmentation de celui-ci va avoir tendance à dégrader l'efficacité énergétique totale (jusqu'à +10%), et réduire la part de l'électricité. La réduction de la part de l'électricité est moins dû à la pénalité sur l'amortissement des CAPEX, les solutions électriques étant plutôt avantagées sur cet aspect, mais sur la difficulté à anticiper les signaux du prix du carbone. Les scénarios sont très sensibles au taux d'actualisation entre 5 et 9%, avec un différentiel de 30% pour la consommation d'électricité ou 47% pour les émissions de CO_2.

Durée de vie des équipements

La dilatation de la durée des équipements consiste à augmenter ou baisser la durée de vie maximale de l'ensemble des équipements considérés par rapport à leur référence théorique implémentée. Autour d'un facteur de dilatation de 1, on observe plusieurs tendances sur la Figure 78.

Dans le cas d'un taux d'actualisation faible (4% , trait continu sur la figure suivante)

- L'augmentation de la durée de vie des équipements diminue l'énergie consommée mais sans électrification massive. En effet, cela décale la première vague d'investissement vers 2035 et des signaux carbones plus importants, et donc l'implémentation de technologies plus efficaces. Ceci accélère l'ensemble de la

transition en profitant du vaste renouvellement de l'industrie sur cette période et notamment de solutions relevant de la décarbonation profonde (hydrogène, CCS, électrification des procédés). Le faible taux d'actualisation permet d'anticiper les contraintes carbones de 2050, sans créer de freins aux investissements « *upfront* » importants.

- La diminution de la durée de vie des équipements diminue également l'énergie finale totale consommée. En effet, elle va au contraire créer une seconde vague d'investissement sur la période 2043-2050, qui va permettre à la fois le développement de solutions efficaces, mais également de décarbonation profonde. Le développement de l'hydrogène explique la consommation d'électricité importante, cela étant contrebalancé par un maximum d'efficacité énergétique dans le reste de l'industrie, expliquant également une diminution de la consommation d'énergie totale. Toutefois, dans ce scénario, les émissions émises sur la totalité de la période sont plus importantes que précédemment. En effet, la décarbonation de concentre principalement sur la période 2040-2050.

Dans le cas d'un taux d'actualisation important (10% - trait pointillé sur la figure)

- L'augmentation de la durée de vie des équipements entraine une augmentation de l'énergie totale sans que cela soit lié à l'électrification. En effet, même en décalant la vague d'investissement vers des contraintes carbone importantes, la myopie des acteurs ne leur permet pas d'anticiper les contraintes carbone importantes de 2040-2045. Ainsi ils se retrouvent dans une situation de lock-in, la durée de vie importante des équipements ne permettant pas une deuxième vague de renouvellement suffisamment significative pour remplacer tous les équipements carbonés.
- La diminution de la durée de vie des équipement, limite tout pouvoir transformatif de la première vague d'investissements, mais permet à la seconde d'arriver au cœur des contraintes carbone. Si la décarbonation lourde n'est pas permise par le taux d'actualisation, le renouvellement de la majorité des évolutions sur 2043-2048 permet un basculement important vers des solutions électriques devenue économiques et potentiellement peu capitalistiques. Ces solutions s'accompagnent de forts gains d'efficacité énergétique.

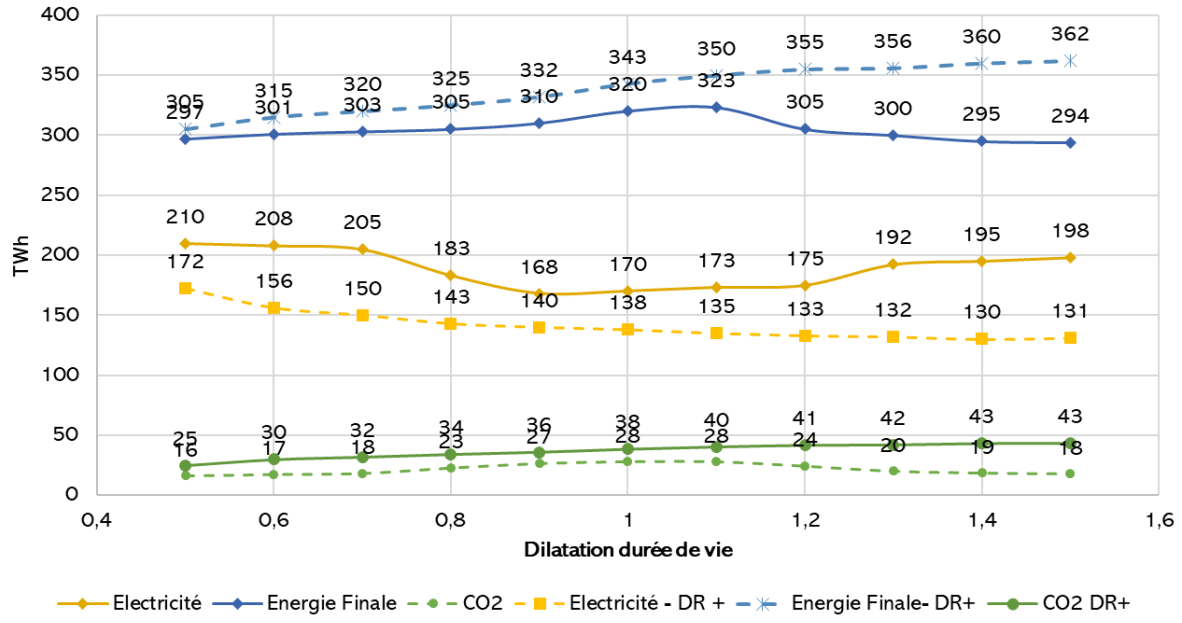


Figure 78 Sensibilité du modèle à la dilatation de la durée de vie des équipements et au taux d'actualisation

Également, l'impact de la prise en compte des différentes durées de vie est analysé. Nous regardons quatre modélisations possibles, qui réduisent progressivement l'inertie du système en relâchant les contraintes liées au concept de fenêtre d'opportunité :

1. Ne considérer que la fin de la durée de vie technique des équipements sans possibilité de remplacement anticipé (***Durée de vie Technique***)
2. Implémentation d'une loi de survie de Weibull utilisant la durée de vie technique et des valeurs de (Erumban, 2008) pour paramétrer. Chaque année, chaque équipement a une certaine probabilité de devoir être remplacé. (**Durée de vie Technique -Weibull**)
3. Envisager un remplacement possible à mi-vie avec une comparaison du coût total de la nouvelle technologie (CAPEX et OPEX) par rapport aux OPEX de la technologie en place (***Mi-vie)***
4. Prendre en compte un remplacement possible chaque année à partir de la mi-vie des équipements en comparant le coût total de la nouvelle technologie et les OPEX de la technologie en place (***Mi-vie et +)***
5. Un remplacement possible à tout moment en comparant le coût total de la nouvelle technologie et les OPEX de la technologie en place **(Tout moment)**

L'impact de ce choix de paramétrage a un impact fort sur les émissions 2050 qui vont varier de 14 à 27Mt CO_2 (Figure 79). Les trajectoires divergent fortement à partir de 2025, le début de la première vague d'investissement. Dans le cas le plus défavorable, avec un remplacement uniquement lors de la vétusté de l'équipement installé, on observe une alternance de phases

de remplacement et d'utilisation très marquées. Ainsi une chute importante des émissions à lieu à la fin des années 2030, encadrée de deux phases peu dynamiques malgré l'augmentation du prix du CO_2. Dans le cas utilisant des fonctions de survie, les effets seuils sont moins marqués, mais la tendance est identique. L'implémentation de celle-ci n'influence pas le rythme de renouvellement, et donc la trajectoire globale. Dans le scénario 'Tout moment', on fait disparaitre presque complètement tout effet de vague d'investissement, avec une accélération de la réduction des émissions très réactive aux signaux prix. Celui-ci est très proche du scénario 'Mi-vie et +'. En effet la seule différence entre ces deux modélisations est la possibilité d'investir sur la première moitié de la vie de l'équipement, et donc d'ouvrir la possibilité de profiter de l'apparition d'une nouvelle technologie plus intéressante.

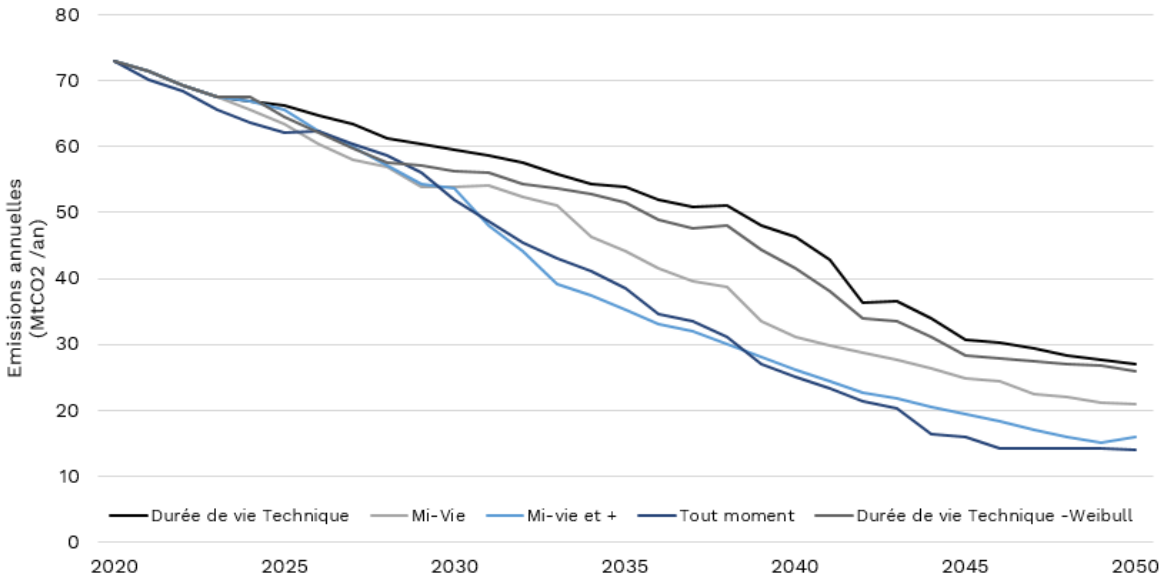


Figure 79 Trajectoires d'émissions annuelles de l'industrie selon le mode de représentation de la durée de vie des équipements

Facteur d'hétérogénéité

Les facteurs d'hétérogénéité ont été construits pour recomposer le mix énergétique de 2018 selon les prix sur la période 2000-2018 sur chaque segment industriel. Toutefois sa construction devrait se baser sur des séries historiques plus longues et plus segmentées, et les données d'évolution du parc ne sont pas fiables antérieurement à 2010. De plus, ce paramètre capte de nombreux biais comportementaux amenés à évoluer. Ainsi des analyses de sensibilité sur la valeur de ce paramètre sont réalisées. On peut voir sur la Figure 80 les émissions des segments associés aux chaudières en forçant une valeur uniforme du paramètre pour l'ensemble des secteurs industriels.

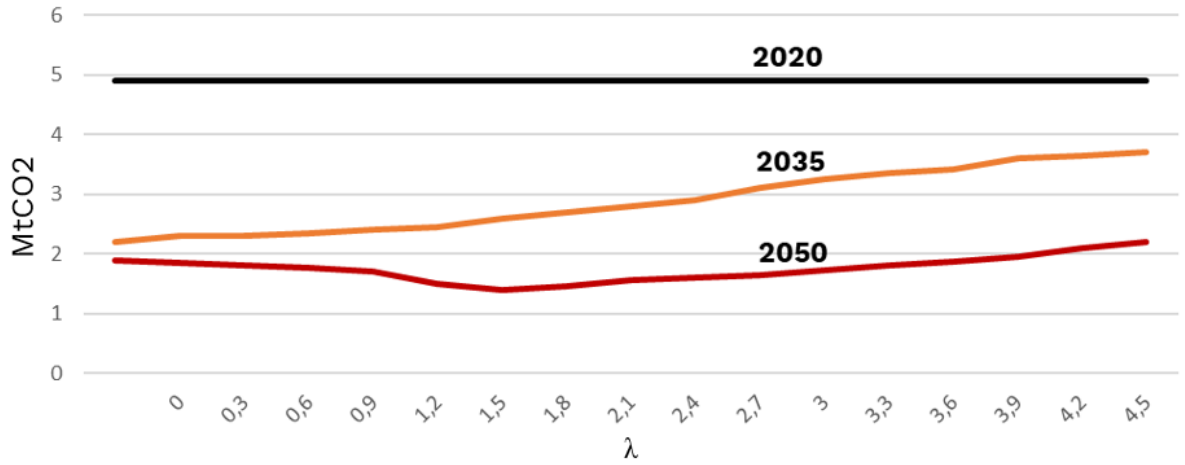


Figure 80 Sensibilité de l'évolution du parc de chaudière au facteur d'hétérogénéité

On peut ainsi voir que si en 2035 une forte hétérogénéité est à l'origine d'une baisse des émissions importante (les différentiels de prix des énergies n'influencent que peu la décision, l'hétérogénéité du secteur cache un certain nombre de variables de choix non visibles de la part du secteur). Ainsi, la décarbonation rapide est liée à une répartition du secteur sur l'ensemble des solutions disponibles, ceci quel que soit le coût considéré pour chacune d'entre elles. A l'inverse, l'hétérogénéité du secteur, correspondant à une forte importance de l'utilité perçue dans la décision, entraine une inertie importante, la solution bas carbone devant avoir une utilité plus importante. Pour 2050, les signaux carbone ont été perçus par les industriels, et l'inertie liée à l'hétérogénéité limite alors la percée de la seconde vague d'investissements. On observe ainsi un minimum pour une hétérogénéité de 2,6. Les résultats atteints avec la diversité de facteurs d'hétérogénéité correspondrait ainsi pour 2035 à un facteur unique de 3,4, et pour 2050 à 1,1 ou 2,7. Nos résultats ne seraient donc pas réplicables avec un facteur d'hétérogénéité uniforme sur tous les secteurs.

Disponibilité technologique

La disponibilité technologique dans le modèle (année où une technologie non mature est considérée comme commercialement disponible) influence fortement le développement des technologies dès lors qu'elle permet ou non de saisir les fenêtres d'opportunité précédemment décrites. Ainsi sur la Figure 81 est représenté l'impact d'un effet retard ou d'avance de la disponibilité des technologies sur les variables énergétiques d'intérêt. Ainsi une disponibilité avancée permet de saisir les vagues d'investissement avec des technologies efficaces (d'où les effets seuils sur l'évolution des émissions). Cette disponibilité profite à l'électricité qui monte à 198 TWh et aux économies d'énergie qui baissent la consommation totale d'énergie à un minimum de 309 TWh. Des avances de développement technologique très avancés dégradent toutefois l'efficacité énergétique. Dans ce cas, le fort déploiement de l'hydrogène est accompagné de pénalités énergétiques qui font remonter la consommation

totale d'énergie à plus de 320 TWh. Les dates retenues dans le scénario médian correspondent à une zone de -4 à 4 années d'avance dans lesquelles les trois variables d'intérêts évoluent peu. Finalement, sur la Figure 82 est représenté l'évolution du coût global de fonctionnement industriel (OPEX et CAPEX sur la période) pour atteindre les objectifs SNBC selon la date de disponibilité technologique. Ce résultat est obtenu en augmentant le prix cible du CO_2 jusqu'à atteindre les objectifs de la SNBC. Les avances technologiques permettent de profiter de gains substentiels en diminuant les risques de *lock-in* et de parc inadaptés, tout en profitant rapidement de solutions efficaces (notamment avec des gains d'efficacité d'electrolyseurs). Les effets retard supérieurs à 6 ans privent de solutions associées à de forts gains, avec une augmentation du coût global d'opération atteignant 15%.

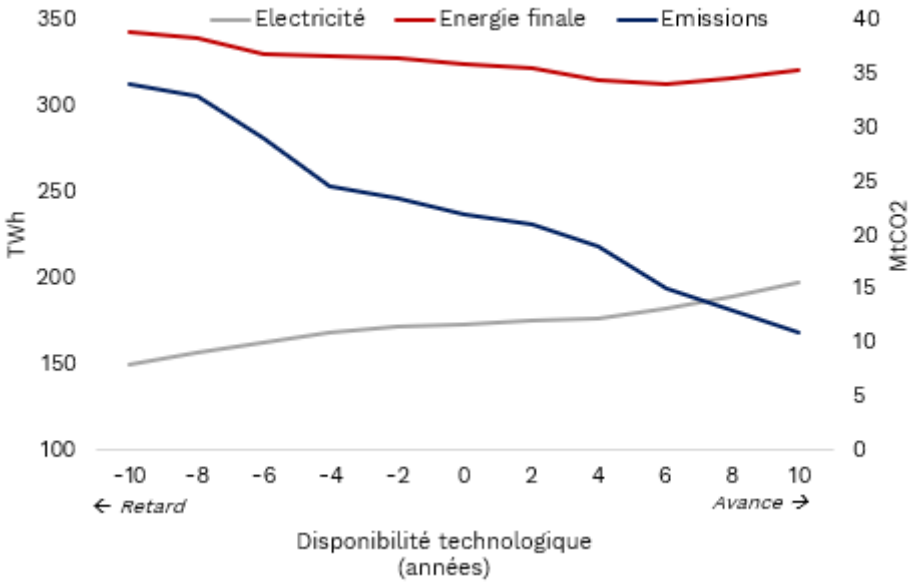


Figure 81 Sensibilité du scénario médian par rapport à la date de disponibilité technologique

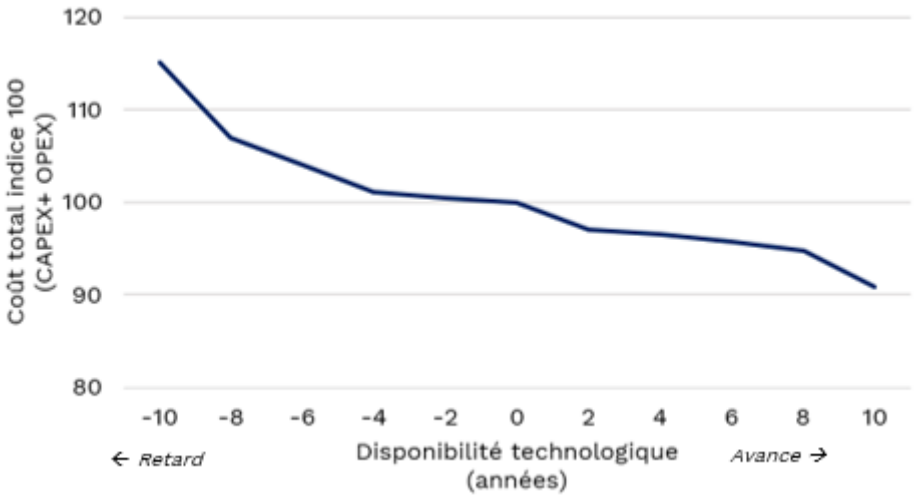


Figure 82 Sensibilité du coût de l'atteinte de la neutralité carbone selon les hypothèses de disponibilité technologique

c) Gisement technologique

Les gisements techniques d'abattement par technologie sont fréquemment utilisés comme données d'entrée dans les modèles d'évolution des consommations (CEREN, 2020, Fleiter et al. 2018 ; Fraunhofer, 2024). Ces gisements sont utilisés comme des maximums techniques, dont l'atteinte est modulée en fonction de narratifs et de la compréhension de contraintes hors prix. Nous avons vu les limites de ces représentations qui ne permettent pas de représenter les effets combinés des technologies, la façon dont elle se partagent un même marché, ou les effets dynamiques (inertie, passage d'une technologie efficace à une autre technologie encore plus efficace). Toutefois, ces représentations permettent une hiérarchisation de l'importance des solutions, notamment pour identifier les soutiens publics nécessaires. Le potentiel d'abattement d'un panel de technologies à court terme a été calculé en utilisant le modèle entre 2018 et 2035. Dans chaque simulation, une solution unique de décarbonation à chaque fois pour une famille d'usage est trouvée. Ainsi, chaque ligne de la Figure 83 représente le potentiel qu'une famille de solutions isolées pourrait avoir à court terme pour décarboner l'industrie. On s'abstrait également de biais induits dans l'utilisation de décomposition LMDI (Log-Mean Divisia Index (Ang, 2001)) de long terme, qui vont avoir tendance à surreprésenter les effets de la décarbonation profonde qui arrive tard dans la période par rapport aux premières étapes avant 2040. La méthodologie de calcul ici mise en place ne permet toutefois pas une comparaison directe avec les études de gisements précédemment citées, car elle prend en compte des effets dynamiques (cycles d'investissement). On peut identifier les solutions à fort gisement pour des coûts faibles : CMV, PAC matures, PAC très haute température, qui permettent de décarboner significativement pour moins de 150€/t CO_2. Une autre famille de solutions, correspondant à une électrification plus directe s'active entre 200€/t CO_2 et 300€/t CO_2, ce qui correspond dans

le scénario médian à la fourchette du prix *break-even* entre électricité et gaz en fonction des prix des énergies pour le secteur, de l'efficacité énergétique permise par la solution électrique, et de l'amortissement de l'investissement.

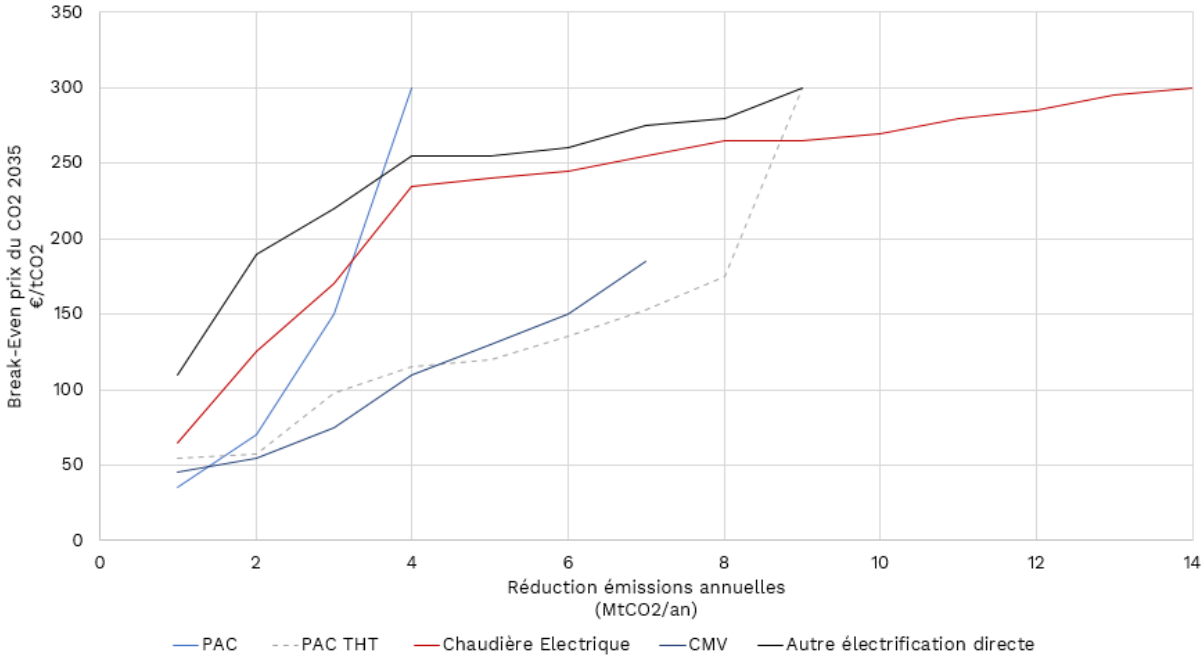


Figure 83 Coût CO_2 Break-even et abattement CO_2 correspondant d'ici à 2035 en testant les technologies une à une

d) Coût d'abattement par secteur

Pour extraire des informations sur l'impact du niveau du prix du CO_2, une fois scénarisé, nous représentons sur la Figure 84 et la Figure 85 l'évolution des émissions de CO_2 et de la consommation d'énergie en faisant évoluer la cible de prix du CO_2 en 2050 dans le scénario médian, mais sans évolution de la demande. Ces coûts ne sont pas à proprement parler des coûts d'abattement : calculés avec une VAN en utilisant des taux d'actualisation privés et non public, avec la prise en compte de nombreux effets de combinaison et de timing, avec un bouclage sur la biomasse, des effets de concurrences entre technologies. Il s'agit plus du signal prix, *break-even*, qui permet des décisions d'investissements.

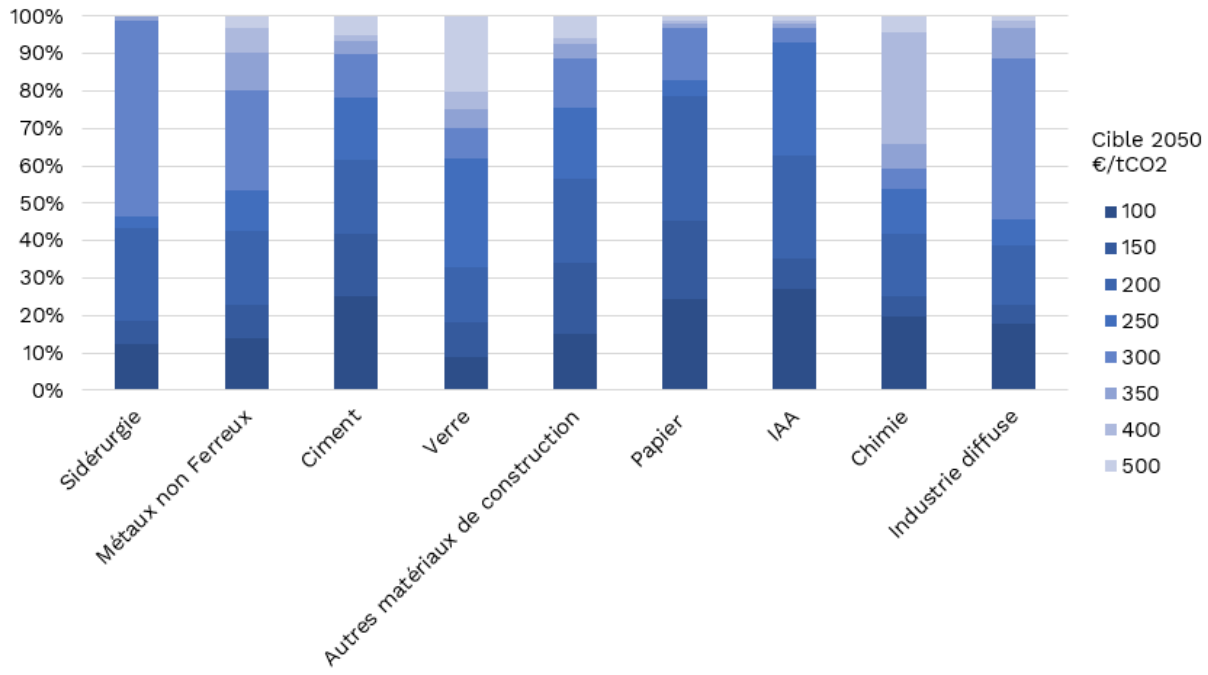


Figure 84 Abattement carbone selon le coût cible du CO_2

Dans certains secteurs la consommation d'énergie augmente pour des niveaux importants de prix du CO_2. Ceci est principalement lié au développement de solution biomasse, hydrogène ou du CCS qui sectoriellement peuvent augmenter la consommation d'énergie une fois des seuils de développement dépassés.

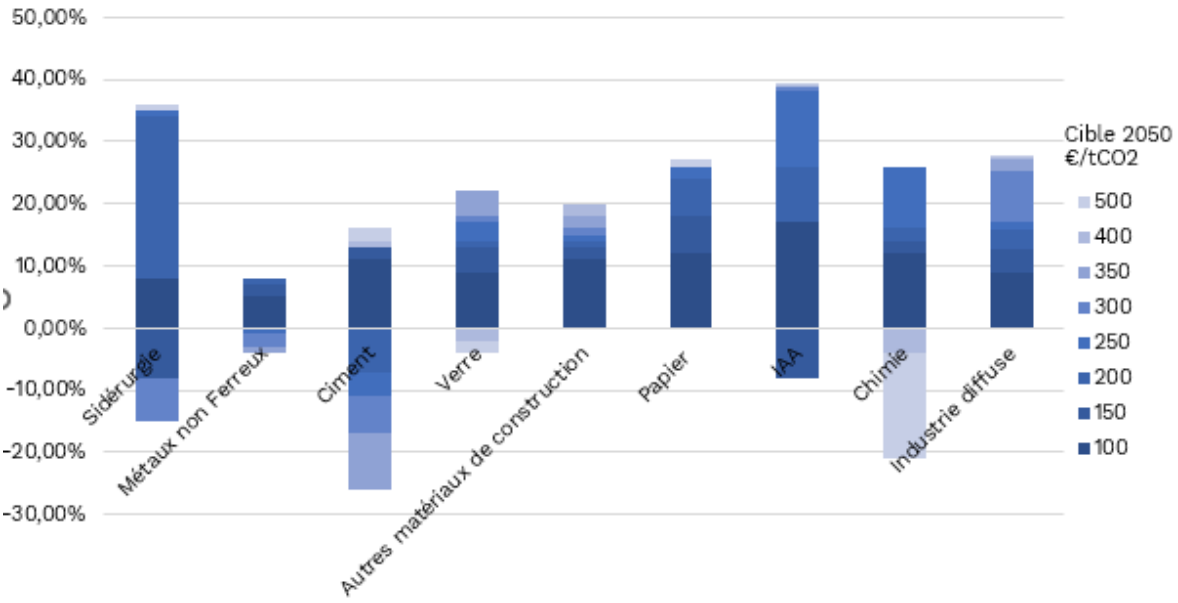


Figure 85 Evolution de la consommation d'énergie selon le coût cible du CO_2

e) Etudes probabilistes

Dans cette partie, le modèle est couplé avec un modèle de description probabiliste du prix des commodités (voir partie II). Les prix des commodités sont représentés par des mouvements browniens géométriques corrélés, caractérisés par une volatilité et une tendance d'évolution. Les industriels ont une vision parfaite du futur qui permet de créer réellement des trajectoires différentes. Plus de 200 scénarios de prix ont été utilisés avec une méthode de Monte-Carlo. Ceci a permis d'observer la répartition des scénarios. Les trois figures suivantes permettent d'observer le champ des possibles considérés par le modèle sur ce grand nombre de réalisations de prix sur trois variables : le taux d'électrification, les part de marché du gaz de réseau ainsi que le niveau de réduction des émissions CO_2. Ces dispersions donnent à la fois des indications sur les maximums techniques atteignables en respectant les cohérences internes des scénarios offertes par le modèle, tout en donnant des éléments sur les tendances lourdes du secteur, qui dépendent autant des technologies disponibles que des réalisations effectives des prix.

Ces figures permettent de mettre en valeur quatre phases de décarbonation :

1. **Fin du fossile fortement émetteur.** Transition des produits pétroliers et du charbon vers des solutions biomasse/gaz/électricité. Hausse de la consommation de gaz en moyenne.
2. **Electrification efficace et développement de la biomasse.** Installation de PAC et CMV ainsi que des utilités à la biomasse
3. **Electrification.** Remplacement de chaudières et autres utilités avec des gains d'efficacité énergétiques faibles. Baisse en moyenne de la consommation de gaz.
4. **Procédés innovants.** : hydrogène, CCS procédés avec des pénalités énergétiques.

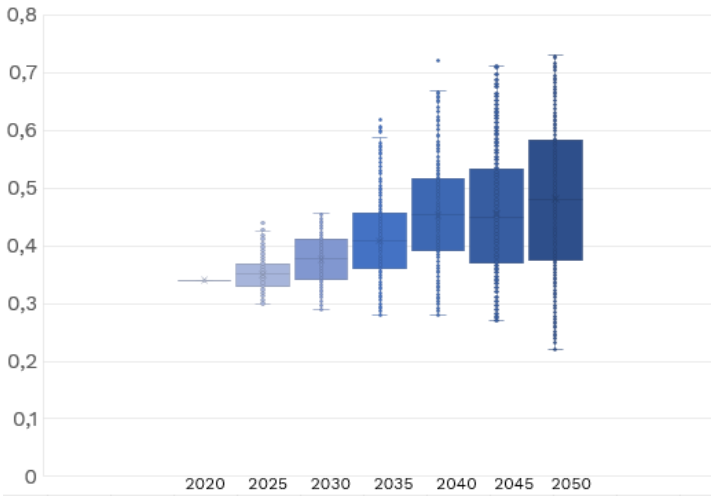


Figure 86 Dispersion des taux d'électrification. Tracé des quartiles et médianes.

L’électrification de l’industrie apparait comme une tendance lourde de la période 2020-2030 sur une grande variété de scénarios. Celle-ci se répartit sur toute la période, illustrant les différentes phases de disponibilités des technologies (Figure 86). La dispersion augmente très rapidement après 2030, la fin des allocations gratuites exposant de façon très différenciée les secteurs aux conditions de marché. Les répartitions sont asymétriques avec une dispersion plus importante sur les hauts taux d’électrification. Ceci s’explique par un minimum de consommation lié à l’électricité spécifique (force motrice) non substituable. Ainsi les baisses de taux d’électrification s’expliquant principalement par une augmentation de l’énergie totale dans des scénarios avec un développement de solutions qui ont des pénalités énergétiques, notamment liées aux combustibles alternatifs.

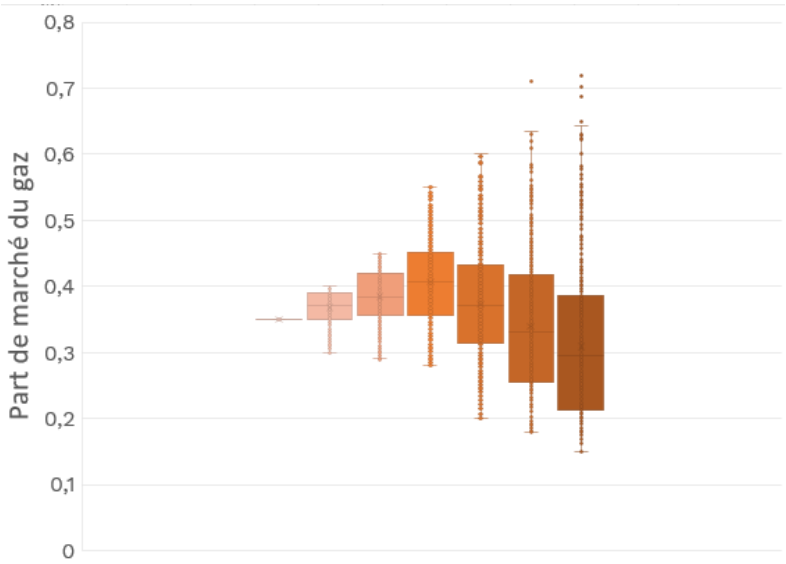


Figure 87 Dispersion des parts de marché du gaz

La dispersion pour les parts de marché du gaz augmente fortement, avec une tendance à la baisse après 2035 liés aux prix du CO_2 en tendance en augmentation (Figure 87). Les valeurs extrêmes avec une hausse continuelle des parts de marchés du gaz sont possibles dans plusieurs scénarios, avec une queue de distribution importante.

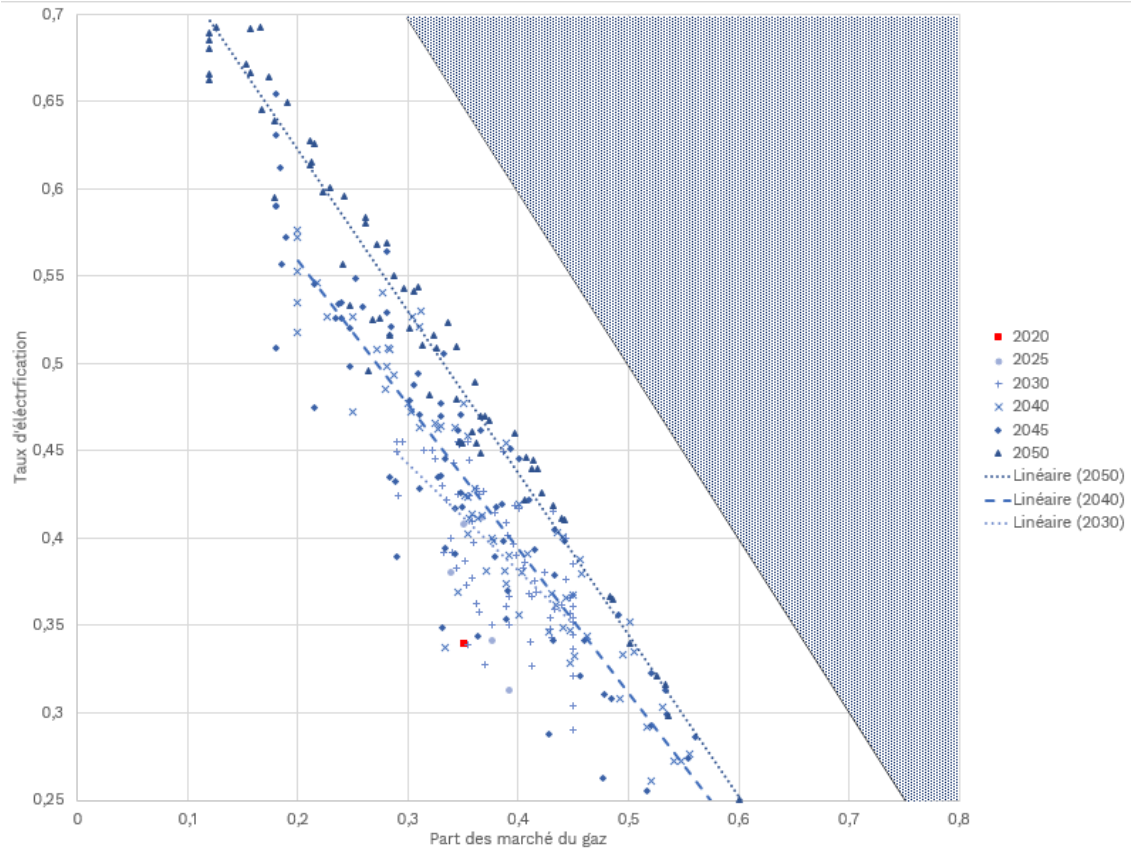


Figure 88 Distribution des parts de marché du gaz et du taux d'électrification

Finalement, le positionnement de chaque scénario, pour six pas de temps (2020, 2025, 2030, 2040, 2045, 2050) est réalisé (Figure 88). On peut voir que plus on s'approche de 2050 (points foncés), plus on observe une corrélation entre le taux d'électrification et celui des parts de marché du gaz naturel. En effet, avec l'éviction des produits pétroliers et du charbon, puis l'atteinte du potentiel maximum par la biomasse, le solde énergétique est concentré sur ces deux énergies. On se rapproche donc de la limite où gaz et électricité sont les seules énergies disponibles (zone grisée). Également, si la première vague d'électrification est très efficace, la seconde relève plus du « *fuel switch* » sans gain d'efficacité ou via l'hydrogène avec une pénalité. Ainsi les coefficients liant électricité et gaz augmente progressivement de 2020 à 2050 : plus l'électrification est tardive, moins elle est efficace.

F. Conclusion

Dans ce chapitre nous avons construit des trajectoires d'évolution de la consommation d'énergie des secteurs industriels français en se basant sur une description détaillée de ceux-ci, et en adoptant des modes de représentation adaptés aux informations disponibles. Pour

les secteurs les plus concentrés, nous avons retenu une approche déterministe, supposant une explicitation dans le modèle de l'intégralité des variables d'intérêts, tandis que des fonctions *logit* assurant une répartition des acteurs sur plusieurs technologies selon un différentiel de coûts a été mobilisée pour représenter une hétérogénéité (sans en expliciter l'origine de manière formelle). Une part d'hétérogénéité importante reste toutefois endogène grâce aux bases de données détaillées, la prise en compte de particularité de certains sites industriels, et d'une catégorisation par secteurs qui permet par exemple l'implémentation de coût du capital correspondant aux risques de chaque secteur.

Des études ont souligné que la qualification de ''difficile à décarboner'' de l'industrie tenait à des possibilités de décarbonation limitées dans les modèles d'évaluation intégrée (« *Integrated Assessment Models »* IAM), trop concentrés sur la description du secteur énergétique. Ces critiques portaient notamment sur l'absence de représentation explicite des technologies des systèmes énergétiques au sein de l'industrie ou de simplification dans la représentation des chaines de valeur. Le modèle développé ne permet pas encore de représentation totalement endogène de ce dernier point, que cela soit par une intégration des mesures d'efficacité matière comme solution arbitrable par rapport à des choix technologiques, ou un couplage avec des représentations en tableaux entrées-sorties physiques ou monétaires. Il offre toutefois une base d'évolution technologique, fortement modulable par son paradigme de simulation, qui permet des potentiels couplages comme suite envisageable à ces travaux. Ainsi, le choix a été fait de se concentrer sur le rôle des innovations technologiques avec des considérations granulaires, dynamiques et intégrées.

Nous montrons la possibilité technique de décarboner l'industrie de manière profonde à l'horizon de temps 2050. Les principaux enjeux liés à cette transition sont d'avoir des signaux carbones visibles et d'un niveau important le plus tôt possible, de réussir à fermer l'écart d'efficacité énergétique (*energy efficiency gap)* en levant les barrières économiques et organisationnelles, ainsi que le développement technologique et commerciale de solutions indispensables (PAC, CCS, hydrogène). Nous identifions que les secteurs ayant le plus grand potentiel d'électrification sont les industries agroalimentaires (55%), les industries du papier et carton (69%) et l'industrie de la chimie fine (58%). Toutefois, en termes de consommation énergétique, plus de 70% du potentiel d'électrification est réparti dans quatre secteurs : la chimie de base, sidérurgie, agroalimentaire et verre. L'électrification n'est qu'un des éléments de la transition, avec des contraintes techniques limitante fortement dans plusieurs secteurs, notamment lié à une adaptation plus importante des procédés, et donc des fenêtres d'opportunité plus réduites que pour d'autres solutions qui elles bénéficient de flexibilités opérationnelles dans leur implémentation. Dans de nombreux cas et à court terme, les mesures d'efficacité énergétique et de substitutions (biomasse) sont plus rentables dans leur mise en place. Différents leviers à court terme d'ici à 2035 (réduction des durées de vie, développement technologique avancé) peuvent accompagner le développement des

technologies à fort CAPEX (micro-onde, induction, PAC) et permettre de saisir la fenêtre d'opportunité lié à des besoins de réinvestissement.

Ces travaux ont plusieurs limites. La première est la représentation de la biomasse, qu'il conviendrait de segmenter par source, intégrer explicitement les procédés de transformation de celle-ci et les gisements locaux. De même, si la décarbonation du gaz de réseau est représentée implicitement (en supposant une équivalence entre gaz fossile avec prix du CO_2 et biométhane), il serait possible d'explicitement représenter celle-ci. Il conviendrait également de poursuivre ces travaux avec une intégration plus forte de l'électrification : prendre en compte les coûts de raccordement qui n'ont pas été considérés, et un bouclage entre consommation d'électricité et son prix. La prise en compte de la flexibilité offerte au système électrique est un facteur de rémunération important à prendre en compte dans le choix de solutions électriques, et les interactions entre le système électrique et l'industrie pourraient jouer un rôle très important. L'équilibre offre et demande, dans un contexte de volatilité à des échelles allant de l'intra-journalier à l'inter-annuel, peut à la fois être une opportunité de prix faibles de l'électricité à saisir grâce à des solutions hybride, que de risques perçus en favorisant une myopie des acteurs. Prendre en compte ces évolutions demanderait d'intégrer différentes stratégies de flexibilité complétant les solutions électriques avec du stockage sous forme de batterie, stockage sous forme de chaleur, ou hybridation avec des solutions gaz ou biomasse. La stratégie de discrétisation des solutions à envisager qui a été choisie pourrait atteindre ces limites et nécessiter un couplage avec un modèle d'optimisation à l'échelle du site industriel ou du système énergétique pour correctement identifier les stratégies pertinentes. Ces travaux pourraient servir de base dans le cadre de la réactualisation d'analyse en profondeur de l'impact de certains dispositifs récemment annoncés ou implémentés : dispositif France 2030, aides au CAPEX ou OPEX. L'évaluation de ces dispositifs est aujourd'hui encore complexe au vu des crises qui ont traversé l'industrie depuis 2020 avec une forte baisse de la production industrielle et des consommations d'énergie. De plus, les délais importants pour avoir des statistiques fiables et détaillées la consommation d'énergie dans l'industrie n'ont pas encore permis de tirer tous les enseignements de cette période. Il n'a donc pas été possible d'intégrer l'apparition de nouveaux comportements, ou des nouvelles politiques publiques ambitieuses.

3. Interactions entre risque carbone et trajectoires d'investissement incrémentales pour la sidérurgie française

A. La sidérurgie : un secteur en transition et aux enjeux multiples

Le contexte industriel des années 1970 jusqu'aux années 2000

L'industrie sidérurgique a connu des changements majeurs au cours des dernières décennies, alternant des phases de croissance, de stagnation et de crise. Longtemps freinés par des marchés en faible expansion et par des problèmes latents de surcapacité, les profits de cette industrie sont restés faibles voire négatifs malgré des restructurations importantes, entre le milieu des années 1970 et le début des années 2000. En effet, les fortes barrières à la sortie, la volatilité de la demande ainsi que la tendance à la baisse des prix ont enfermé l'industrie sidérurgique dans une situation économique morose durant cette période (BCG, 2007).

Les années 2000 sont marquées par la croissance forte des pays émergents, en et particulier de la Chine, ce qui a redonné vie à ce secteur. La soudaine explosion de la demande mondiale en acier a créé une tension sur l'offre : ceci a permis de résoudre le problème des surcapacités de production observé précédemment dans la plupart des pays. Les prix de l'acier ont alors flambé entrainant une augmentation des profits de la plupart des sidérurgistes, ceci malgré une hausse du prix des matières premières et de l'énergie. Lors de cette période faste, l'industrie sidérurgique s'est réorganisée afin de faire face à une concurrence accrue avec des fusions-acquisitions entre grands acteurs, une modernisation de l'équipement de production et une plus forte adaptation de la production aux besoins des clients

La concentration accrue de la production, surtout au niveau régional., a augmenté le pouvoir de négociation avec les fournisseurs ainsi qu'avec les clients des sidérurgistes. Cela a permis un meilleur contrôle de la production et donc des prix. Cependant, la crise financière suivie de la crise économique qui ont marqué l'année 2008 ont provoqué une chute très rapide de la demande et des prix de l'acier. Dès lors, la faible compétitivité de certaines usines présentes dans les pays développés est alors apparue. Ainsi, malgré la forte reprise de la production mondiale en 2010 à des niveaux comparables à ceux d'avant la crise, la production n'a pas retrouvé son niveau en Europe, le secteur restant dans une position de surproduction concurrencée par la sidérurgie américaine et chinoise.

Solutions pour décarboner : Innovation, biomasse et circularité

Dans le contexte décrit précédemment, les stratégies actuelles des acteurs européens pour décarboner la sidérurgie se divisent principalement en trois grandes voies, qui ont fait l'objet

de nombreux travaux (Vogl et al., 2018 ; Fraunhofer, 2016 ; Otto et al., 2012, Birat,1992) : augmenter la part d'acier recyclé, conserver les actifs actuels ou encore investir dans de nouveaux actifs.

L'augmentation de la part d'acier recyclé repose sur le recyclage des ferrailles en les fondant dans un four à arc électrique (EAF, *Electric Arc Furnace*), procédé électrique avec une consommation énergétique bien inférieure à la production de matière vierge (Stel et al., 2016). En Europe, le gisement apparaît toutefois limité, sauf à diminuer de façon importante l'exportation massive actuelle de ferraille. Cependant, les problématiques de pollution de ces ferrailles par des polluants difficiles à oxyder dont en premier lieu le cuivre (Pauliuk et al., 2014) et les montées en exigence de qualité des filières aval ne permettent pas d'envisager une circularité totale sans filière d'acier primaire. Il apparaît ainsi qu'on pourra au mieux inverser la proportion d'acier primaire (70% actuellement) et recyclé (30%) en France (World Steel Association, 2022) à l'horizon 2050.

La conservation des actifs actuels repose sur la possibilité d'apporter de nombreuses modifications à la filière fonte actuelle et ses chaînes de valeur pour la décarboner par un ensemble de solutions. Ceci comporte des mesures d'efficacité énergétique, l'utilisation de la biomasse et la capture de gaz à effet de serre. Ainsi, dans les mesures d'efficacité énergétique, il existerait encore un potentiel pour diminuer l'intensité énergétique de la production d'acier, notamment avec une meilleure valorisation des gaz de hauts fourneaux, aujourd'hui utilisés à l'extérieur du site sidérurgique pour la production de chaleur ou d'électricité. Ceci est toutefois limité par les limites thermodynamiques liés à la voie utilisée pour réduire le fer, et les gains encore envisageable sont largement limités (Arens et al., 2017). L'utilisation de biomasse consiste à remplacer le charbon qui joue plusieurs rôles dans la réduction du minerai de fer (thermique, réduction, mais aussi structurel dans les hauts fourneaux). Babich et al.(2013), Suopajärvi et al. (2018) étudient plusieurs niveaux d'intégration de la biomasse dans les hauts-fourneaux. Des taux d'insertion de 10 à 80% semblent atteignables. Une faible part d'hydrogène pourrait également être insérée dans les hauts fourneaux, en jouant principalement un rôle de réducteur. Enfin, la conservation des actifs actuels peut reposer également sur la capture des gaz à effet de serre (GES) grâce à des technologies de capture et séquestration du carbone. Cette capture sera forcément limitée au vu de la multiplicité de sources de CO_2 sur un site sidérurgique et les pénalités énergétiques importantes qui seraient associées à la capture de chaque source. Cependant cette solution, si les problématiques de gestion des infrastructures de transport et stockage du CO_2 sont levées pourrait représenter un abattement important (Global CCS Institute, 2022 ; Leeson et al., 2017).

L'Investissement dans de nouveaux actifs repose sur l'utilisation du gaz naturel ou l'électrolyse du fer. Utiliser du gaz naturel comme agent réducteur connu sous le signe (NG-DRI *Natural*

Gas Direct Reduced Iron) nécessite de nouveaux actifs, dont la maturité technologique est désormais établie, car ce type de procédé existe déjà dans des zones géographiques avec un accès facilité à cette ressource. Ainsi, le *shaft* ne produirait alors pas de la fonte liquide, mais du *Direct Reduced Iron* qui nécessiterait d'être affiné (ajustement du taux de carbone et de ferroalliage) et fondu dans un four à arc électrique (EAF). Ces installations au gaz pourraient ensuite effectuer une transition pour fonctionner à l'hydrogène, bien que des incertitudes existent sur les contraintes techniques d'une transition vers 100% d'hydrogène (H2-DRI *Hydrogene Direct Reduced Iron*) Cette voie hydrogène peut également être atteinte directement. Enfin, la voie de l'électrolyse du fer, qui utiliserait directement l'électricité pour réduire le fer est en développement et bénéficierait de nombreux avantages : forte flexibilité au système électrique, valorisation de minerai de fer de faible qualité.

Une reconfiguration possible des chaines de valeur

La décarbonation à grande échelle de l'industrie sidérurgique européenne, et en particulier française, pose plusieurs questions au-delà des réglementations concernant spécifiquement le carbone. La transition de cette industrie construite autour du charbon vers de nouvelles énergies pose des questions importantes sur les infrastructures nécessaires à leur approvisionnement. Il faudrait autour de 500TWh à l'échelle européenne et 35TWh en France sous forme d'hydrogène bas-carbone pour remplacer à structure égale la production actuelle. Sa disponibilité et donc sa compétitivité doivent être au rendez-vous pour permettre de développer ces deux filières en parallèle. L'hydrogène pourrait représenter plus de la moitié du coût de production de l'acier selon des scénarios médians.

Alors que certains pays européens font le pari de l'importation d'hydrogène pour décarboner leur industrie à l'horizon 2050, la modularité des nouveaux procédés de réduction directe peut ouvrir une nouvelle voie. Il existe en effet, à l'échelle de la planète, des conjonctions locales entre des gisements de minerai de fer et des gisements de production d'électricité renouvelable à grande échelle, aujourd'hui prospectés pour alimenter l'Europe en hydrogène. Il serait alors possible de réduire sur place le minerai de fer, et importer du minerai de fer pré réduit sous forme d'HBI – *Hot Briqueted Iron* qui peut être transporté pour réaliser les nuances d'acier désirées et ainsi conserver les activités à haute valeur ajoutée sur le territoire européen (Bataille et al., 2022 ; Vogl et al., 2018). On limiterait alors les problèmes logistiques liés aux importations d'hydrogène en l'important de façon indirecte sous une forme plus facilement transportable.

La crise des prix de l'énergie a également semé le doute sur les adaptations nécessaires : la réduction au gaz naturel, technologie intermédiaire par excellence revoit sa place remise en question avec les hausses de prix observées ces dernières années. On peut s'interroger alors

sur la confiance des acteurs dans cette voie à court terme, ou au contraire sur l'accélération vers une voie plus directe de décarbonation profonde, malgré les potentielles tensions sur l'approvisionnement en hydrogène .

Enjeux dans la prise de décision

Les stratégies ambitieuses de réduction des GES des acteurs de la sidérurgie européenne sont plutôt récentes avec des feuilles de route multipliées depuis 2020 (Hybrit 2020, Arcelor, 2022, ThyssenKrupp, 2022) mais relativement peu suivies d'annonces d'investissements.

En effet, les incertitudes encore nombreuses concernant la réforme du système d'échange de quotas (EU-ETS) et le planning de fin des allocations gratuites ont diminué fortement la perception du prix du carbone européen. Les incertitudes sont notamment importantes sur la mise en place d'un mécanisme d'ajustement carbone aux frontières ou encore la stabilité du prix de la tonne de CO_2 sur le marché européen. Alors que les actifs sidérurgiques ont de très longues durées de vie avec des flexibilités opérationnelles plutôt faibles dans les nouveaux actifs, les décisions d'investissements sont ainsi repoussées.

Il convient donc, dans une perspective de simulation, de pouvoir modéliser des comportements réalistes quant à la perception de ces risques réglementaires, mais également sur leur interaction avec ceux de marchés de commodités utilisés dans les processus industriels de la sidérurgie. En effet, l'industrie sidérurgique s'est couverte vis-à-vis des fluctuations de marché par une intégration verticale des variations sur le marché du charbon, mais elle sera bien plus exposée à des risques de marchés dans les futurs décennies (électricité et CO_2 notamment).

Un élément important et souvent négligé dans les analyses concerne les stratégies d'atténuation du risque. Une stratégie de divisions d'un investissement de décarbonation en tranches, permet de s'assurer que ses actifs soient en accord avec la réglementation en cours et au fur et à mesure qu'elle se renforce. Toutefois, toutes les solutions de décarbonation n'ont pas la possibilité de mettre en place de telles progression, notamment si elles nécessitent de nouveaux actifs, ou alors au prix d'un surcoût important. On observe alors une relation entre les risques externes et les stratégies déployables, avec un besoin de représentation simultanée et leur influences respectives.

B. L'utilisation des options réelles comme cadre d'investissement

La théorie des options réelles est un domaine de recherche axé sur l'évaluation de la flexibilité managériale dans les projets comportant un certain degré d'incertitude. Cette flexibilité managériale représente la capacité des gestionnaires à adapter leurs projets en fonction des nouvelles informations qui ne sont pas forcément disponibles lors de l'évaluation initiale.

L'utilisation de cette théorie offre une structure décisionnelle dynamique permettant d'optimiser les choix en fonction de l'évolution du projet. Cette vision dynamique intègre la flexibilité managériale dans sa conception dans l'objectif de s'affranchir des risques probables liés aux investissements. Par conséquent, elle exploite des choix décisionnels pour faire face aux incertitudes qui vont caractériser le projet au cours de son évolution.

Cette théorie semble donc particulièrement adaptée pour l'évaluation des investissements dans un contexte incertain. Néanmoins, son utilisation est accompagnée d'un ensemble d'hypothèses qu'il convient de préciser avant de la mettre en œuvre. En effet, l'exploration de cette théorie et ses avantages doit être réalisée avec précaution.

Positionnement par rapport aux modèles d'investissements d'actualisation des cash-flows

Nous avons vu précédemment l'utilisation courante d'un indicateur de type valeur actuelle nette (VAN) qui présente de nombreux avantages et est reconnu pour sa pertinence dans de nombreux processus décisionnels. Cette méthode soulève toutefois de nombreuses questions avec notamment, un cadre qui ne considère qu'une prise de décision maintenant ou jamais, la gestion passive des projets, le choix du taux d'actualisation et un ensemble de facteurs intangibles non pris en compte des cashflows actualisés.

Concernant le premier point de questionnement**,** la méthode classique d'utilisation de la VAN suppose que les décisions d'investissement soient effectuées immédiatement en se basant sur l'estimation des flux de trésorerie (*cash flows*). Dans la pratique, certains investissements exigent des décisions qui prennent en compte des paramètres incertains au moment de l'estimation des flux de trésorerie, peuvent être retardés en allongeant la durée d'exploitation des unités (durée de vie entre deux investissements).

Une gestion passive de projets implique que l'évolution d'un projet est constante, quelles que soient les circonstances. Ainsi, un projet qui génère des pertes continue à être exploité jusqu'à la fin de sa durée de vie opérationnelle. En pratique, les projets sont généralement gérés d'une manière active en fonction de son évolution. Si un projet n'est plus rentable, les gestionnaires peuvent profiter de flexibilités opérationnelles (arrêt de l'installation) ou abandonner complètement le projet pour limiter les pertes.

Ensuite, le choix du taux d'actualisation est très impactant sur les résultats. La totalité des risques est représentée par le taux d'actualisation. Alors qu'il existe plusieurs sources de risque avec des caractéristiques bien distinctes. L'ensemble de ces risques est très difficilement capté par un seul paramètre.

Enfin, Les facteurs intangibles n'ont pas de valeur. Les facteurs intangibles tels que les opportunités ou la flexibilité managériale ne sont pas considérés dans l'évaluation classique. Or, ces facteurs peuvent augmenter significativement la valeur d'un projet d'investissement et donc doivent être quantifiés.

Présentation de l'approche des options réelles

Dans un environnement incertain, l'évaluation classique et sa gestion passive sont particulièrement critiquées (Robert et al., 1988). En revanche, la théorie des options réelles considère que l'évaluation d'un projet d'investissement est plus large qu'une simple évaluation des coûts et des bénéfices. La notion de flexibilité managériale est introduite par Trigeorgis (1988) comme étant une source de création de valeur et ainsi un élément essentiel à ne pas ignorer dans la prise de décision et dans la valorisation des investissements. De même, Chance (2004) estime que la valeur d'un projet est complétée par la valeur de ses options.

D'après Bellalah et al. (2000), l'évaluation d'un projet d'investissement porte sur trois aspects:

- L'évaluation des opérations d'investissement.
- L'évaluation des opportunités et l'évaluation des droits des propriétaires de la société. Contrairement aux méthodes classiques, la théorie des options réelles offre une gestion active d'un projet pour faire face aux incertitudes auxquelles le décideur est confronté.
- Une gestion qui tient compte des opportunités embarquées permettant d'ajuster les décisions initialement prévues pour un contexte évolutif.

Cette théorie est construite sur l'idée que les projets possèdent des options qui peuvent potentiellement augmenter la valeur des projets en diminuant les risques associés (Mun et al., 2006). Conformément à une option financière, l'option réelle est le droit, mais pas l'obligation de profiter de flexibilités managériales : décaler, développer, diminuer, échanger ou abandonner un investissement tant que cela est possible. Il convient alors de détecter et évaluer correctement ces options pour identifier l'augmentation de valeur qu'elles apportent au projet et la couverture des risques associés (Dixit et al., 1994). Même si une option réelle est disponible, elle n'oblige pas son propriétaire à l'exercer : il peut l'exercer s'il la juge bénéfique.

Dans un contexte d'investissement incertain, la théorie des options réelles fournit un cadre analytique pour évaluer la flexibilité afin d'élaborer une stratégie décisionnelle en terme d'investissement et d'opérations des actifs. Cette flexibilité représente la capacité des gestionnaires de projets à adapter leurs décisions en fonction de l'évolution des incertitudes.. En effet, les options réelles sont considérées comme des opportunités et des décisions

stratégiques éventuelles Plusieurs types d'options peuvent être intégrées dans la stratégie qui fait l'objet d'une modélisation. Nous présentons dans le Tableau 12 les types d'options le plus souvent modélisées :

Tableau 12 Options valorisables dans un cadre d'options réelles

Option d'attente	Décrit la possibilité de retarder un investissement tant que les conditions sont insatisfaisantes. L'investissement peut être différé dans l'espoir d'obtenir des améliorations relatives à la mise en œuvre du projet, par exemple sur les coûts, les prix ou les conditions du marché.
Option d'abandon	Associée a la possibilité de renoncer à un investissement, et permet ainsi d'annuler les coûts associés à son maintien
Option de croissance	Consiste à augmenter ou réduire l'échelle d'une opération en réponse à la demande. Elle résulte de l'effet de la stratégie de développement de l'entreprise et cela peut inclure plusieurs options réelles.
Option d'échange	Offre la possibilité d'utiliser une autre technologie. Par exemple, différents facteurs de production peuvent être utilisés afin d'obtenir le même résultat.

Dans la prise de décisions pour les investissements risqués, la théorie des options réelles est utilisée comme un outil stratégique d'évaluation (Nembhard et al., 2009). Par rapport aux méthodes d'actualisation classiques décrites précédemment, elle offre une nouvelle forme de gestion d'un projet d'investissement en intégrant explicitement la flexibilité managériale dans l'analyse économique. Cette flexibilité peut présenter une valeur économique importante (Carl et al., 1984). De plus, elle permet d'adapter et de réviser les décisions futures afin de capitaliser sur les opportunités favorables et de limiter les pertes des futurs défavorables. En effet, négliger sa valeur conduit à sous-estimer les investissements et peut potentiellement induire à des décisions indésirables

Par exemple, dans le cas où une entreprise veut lancer des investissements dans un nouveau projet. Le choix de la technologie adoptée et son infrastructure nécessitent un capital irréversible (non revendable car fortement adapté au contexte du site industriel, voir chapitre 1) non négligeable. En effet, les conséquences d'une mauvaise décision peuvent être désastreuses pour certaines entreprises. Les modèles traditionnels ne permettent pas d'avoir une réponse à ces choix avec certitude, d'autant plus que l'évolution de chaque technologie est soumise à de fortes incertitudes (German et al., 2003). Childs (1998) propose un modèle décisionnel pour l'évaluation des différents projets d'investissements interdépendants. Celui-ci est développé en utilisant une approche d'options réelles. Ces différents projets permettent d'atteindre le même objectif de choix stratégique. Dans ce contexte, le choix de retenir un seul projet est discuté dans cette approche. Ce modèle permet de conclure que le développement séquentiel du projet présente un intérêt majeur comme l'apprentissage pendant la phase de

développement fournit des informations supplémentaires pour les décisions à prendre dans le futur.

Hodder (1985) analyse que la méthode d'analyse de coût-bénéfice reposant sur la valeur actuelle nette (VAN) est mal utilisée dans les applications pratiques d'évaluation. Elle justifie que le risque du projet a une tendance à diminuer progressivement en fonction du temps lors du développement du projet. De plus, il considère que la flexibilité opérationnelle qui est souvent ignorée peut sensiblement réduire les risques du projet. Enfin, les auteurs critiquent l'utilisation d'un seul taux d'actualisation pour l'ensemble de la durée de vie du projet. Dixit (1995) considère que la prise de décision d'investissement selon la méthode traditionnelle repose sur l'hypothèse forte que l'investissement soit réversible ou ne peut pas être retardé. Cela signifie que le décideur doit choisir une décision à un moment donné sans aucune modification dans le futur. Ceci ignore la valeur créée par un décalage dans le temps de la réalisation de l'investissement. En effet, cela entraîne une estimation erronée de la valeur du projet et introduit une mauvaise décision. En pratique, le projet d'investissement peut généralement attendre jusqu'à l'apparition des informations clarificatrices avant de prendre la décision d'investir.

Eléments clés et limites

La théorie des options réelles est un outil puissant pour gérer l'incertitude et a le potentiel de mieux évaluer la vraie valeur des projets flexibles. Cependant, il est important de souligner que cette théorie apporte peu de valeur dans certaines situations. Autrement dit, son utilisation exige que le projet d'investissement en question possède plusieurs caractéristiques que nous développons ci-dessous. Il faut ainsi que :

- Le projet soit évaluable : l'application de la théorie vise à estimer la valeur masquée dans le projet qui s'ajoute à sa valeur et à réduire ses risques. Par conséquent, la valeur et les risques du projet doivent être mesurables. En d'autres termes, les modèles mathématiques nécessaires à l'évaluation doivent être disponibles avant l'application de cette théorie (Trigeorgis et al., 1988). -
- Le projet évolue dans un contexte d'incertitude : les options financières ont été créées pour s'affranchir de l'incertitude sur le prix des actifs financiers. Les options réelles héritent de l'incertitude de leurs ancêtres. Si l'évolution d'un projet est connue avec certitude, la valeur d'une option réelle perd son poids. En l'absence d'incertitude, toute décision déterministe peut être analysée dans un scénario fixe bien défini. En général., l'incertitude peut se manifester sous différentes formes. Elle peut être liée à l'environnement dans lequel évolue un projet, à l'imprévisibilité du marché, à l'apparition d'un concurrent, à des fluctuations à la hausse ou à la baisse de la valeur anticipée initialement, etc.

- Le projet comporte une certaine flexibilité : la théorie des options réelles est basée sur l'identification et la formulation des options pour exploiter la flexibilité des projets dont l'évolution est incertaine. En effet, si les gestionnaires de projets ne possèdent pas les moyens (flexibilités) pour ajuster leur projet, même si le projet évolue dans l'incertitude, il est inutile d'utiliser les options réelles. Ceci est également vrai pour les projets flexibles dont les gestionnaires sont incapables d'identifier leur flexibilité. Les gestionnaires doivent identifier les sources de flexibilité et d'options qui pourraient être utilisées. Celles-ci peuvent prendre des formes extrêmement disparates. Dans une situation simple, la flexibilité peut se résumer en la possibilité d'attendre avant d'investir et de reporter les investissements à une autre échéance, c'est le cas d'une option d'attente, mais nous verrons d'autres types de flexibilité. Cette même flexibilité peut également se manifester sous forme très complexe et combiner plusieurs aspects techniques et temporels, comme la possibilité de choisir entre plusieurs technologies à la suite d'une période d'apprentissage et de recherche/développement, ou la possibilité de choisir entre un développement séquentiel et un développement parallèle pour répondre aux besoins du marché.

- Le projet est au moins partiellement irréversible. L'irréversibilité selon Henry (1974) est définie comme la prise de décisions qui limitent significativement les choix possibles du décideur dans le futur. Autrement dit, une fois la décision d'investir est prise, l'opportunité de prendre une décision opposée est perdue. Malgré le fait que dans la plupart des situations on peut réagir pour limiter cet effet, il est impossible de recréer le même contexte et faire revenir le passé. En effet, toute décision est au moins partiellement irréversible. Dixit (1995) souligne l'importance de l'irréversibilité dans la prise des décisions. Il insiste également sur le fait que l'optimisation de choix décisionnel et la valeur d'option d'attente perdent leur valeur dans le cas des investissements réversibles dès lors que ces derniers peuvent être modifiés et réadaptés sans perte de la valeur. Les investissements irréversibles exigent une analyse plus attentive parce qu'une fois la décision est prise les coûts associés ne peuvent pas être récupérés sans perte significative de sa valeur. Avec l'analyse des options réelles, il est entendu que les investissements irréversibles ainsi que leur temps d'exécution soient optimisés. L'irréversibilité dans les options financières se présente simplement par une prime d'option. Celle- ci est versée au compte de son vendeur et est irrécupérable. La liquidité du marché financier facilite la capacité de revendre les actifs et ses contrats d'assurance. Ainsi, les options financières sont moins concernées par l'effet de l'irréversibilité.

Modélisations

Les principales approches utilisées pour l'évaluation des options sont basées sur des simulations numériques telles que les méthodes de Monte-Carlo, des arbres polynomiaux et méthodes purement analytiques comme les équations différentielles conduisant à la formule de Black-Scholes (Scholes et al., 1973).

La formule de Black-Scholes a été la première qui a permis un calcul direct et simple de la valeur d'une option financière (Scholes et al., 1973). Pour estimer le prix d'une option, la formule repose sur deux hypothèses fondamentales. Premièrement, elle suppose que le prix du produit adressé par l'option est incertain et il suit un mouvement brownien géométrique. Deuxièmement, l'option est échangeable (*traded*) sur un marché sans possibilité d'arbitrage, ce qui permet l'utilisation du taux de rendement sans risque .

L'approche de l'arbre binomial pour les options réelles est largement utilisée. Elle est simple, robuste et peut être adaptée selon le projet. Cette approche utilise une modélisation en temps discret. Dans le cas d'un arbre binomial., deux scénarios sont envisagés à chaque échéance dont le nombre dépend de chaque projet et de son propre contexte. L'inconvénient principal des méthodes basées sur l'arbre polynomial est la dépendance du calcul de nombre des scénarios et celui des échéances. Autrement dit, pour une bonne précision, le nombre de scénarios doit être augmenté. Toutefois, la complexité de calcul augmente alors. Pour simplifier ce dernier, une réduction du nombre des scénarios et échéances est nécessaire, ce qui entraine alors une perte de précision. Il faut donc trouver le bon compromis entre les deux approches. Cette méthode est abondamment détaillée dans les travaux de Cox et al. (1979), Boyle et al. (1988) ou Chance (2004).

Finalement, la simulation Monte-Carlo ou simulation stochastique repose sur une évaluation d'un grand nombre de scénarios. La génération de variables d'entrée est réalisée par des fonctions aléatoires ou déterministes, en prenant potentiellement en compte leurs corrélations. Une distribution de probabilité de la VAN est réalisée pour une analyse plus poussée de l'intérêt du projet et de sa volatilité. Elle est particulièrement adaptée si des paramètres influençant la valeur du projet sont corrélés. De nombreux auteurs utilisent aujourd'hui la méthode de Monte-Carlo pour sa versatilité et la possibilité de prendre en compte un grand nombre de situations différentes. Aujourd'hui elle est mobilisée pour étudier les infrastructures de Capture et Séquestration du Carbone CCS (Agathon et al., 2018), les évolutions d'infrastructures énergétiques, ou encore appliquées au cas de l'industrie cimentière (Lambert et al., 2022 ; Marmier et al., 2023)

Présentation du modèle d'investissement

Le modèle que nous développons repose sur les travaux de Longstaff (2001) et Gamba (2002) qui détaillent une approche pour modéliser les options réelles avec une simulation de Monte Carlo qui a les caractéristiques suivantes :

- Une combinaison d'incertitudes indépendantes ou corrélées ne permettant pas une description analytique de l'environnement incertain
- Une résolution en temps discret
- Une approche modulaire qui permet de prendre en compte de multiples options managériales et d'investissement
- Une résolution numérique efficace avec des critères facilement implémentables pour vérifier sa validité

Nous en détaillons dans la partie suivante la structure globale du modèle, ensuite les choix de modélisation sur chacune des étapes, avant de présenter la résolution en tant que telle.

Structure

1-Description stochastique des prix des commodités et des risques

Via une simulation de Monte-Carlo, un grand nombre de chemins d'évolution du prix des commodités est modélisé. Des hypothèses de volatilité et de dérive (*drift*) de celles-ci permettent de simuler les coûts de marché par des mouvements browniens géométriques (GBM), sur lesquels s'additionnent une modélisation des différentes politiques publiques et fiscales via des processus de Poisson pour arriver aux coûts réels perçus. Des tirages de risque technologique (processus de Poisson quant au retard de maturité pour les technologies innovantes) sont également simulés à ce stade. On obtient alors un grand nombre de trajectoires des variables d'environnement, qui correspondent à des tirages jugés équiprobables du futur.

2- Initialisation des valeurs d'état

Pour chaque technologie, à chaque pas de temps et chaque scénario de Monte-Carlo est construit le cash-flow correspondant. En 2070, une valeur finale est également calculée afin de prendre en compte les futurs cash-flows amortis de 2070 à 2090 en fonction de la vétusté de l'installation. Ceci permet de calculer les revenus de chaque actif à tout instant et dans tout contexte d'environnement.

Un état, correspond à un ensemble de variables décrivant l'état de l'industrie qui est formalisée et notamment : (i) son budget disponible restant pour la période 2020-2050, (ii) le nombre de hauts fourneaux, (iii) leur capacité, (iv) leur âge et (v) leur technologie. Pour chaque état, sont définis l'ensemble des états compatibles que l'industriel peut atteindre sous respect des limites de budgets et de dépenses d'investissements.

3- Itérations du processus décisionnels

A chaque pas de temps, l'industriel va faire un choix d'investissement en cherchant à maximiser la valeur de son actif. Pour cela il prend en compte :

- Le cash-flow que la technologie lui apporte cette même année, lié à la structure de coût de la technologie mise en place.
- L'investissement nécessaire pour en disposer (nul s'il n'investit pas) et qui prend en compte les actifs déjà en place. On valorise donc bien l'investissement incrémental.
- La valeur future de cet actif, qu'il convient d'estimer de façon itérative.

On obtient donc des arbres de décision itératifs, où les valeurs de chaque état à un pas de temps suivant est nécessaire pour calculer celle au pas de temps présent. Toutefois, étant dans des scénarios de Monte-Carlo et afin de modéliser correctement la méconnaissance de l'évolution future des commodités, on a mis en place un modèle de régression. Ainsi, on estime une régression par la méthode des moindres carrés ordinaires (MCO) de la valeur future de ses actifs, sachant le prix des commodités au pas de temps présent et son budget disponible restant. Si on utilisait directement la valeur suivante dans le même tirage de Monte-Carlo on serait dans une situation de *perfect foresight* sans prise en compte du risque associé. Le degré du polynôme de cette régression aux moindres carrés est déterminé en fonction de la distribution des résidus (Zou 2017, Ma 2020). Cette résolution récursive est donc une solution via de la programmation dynamique à la question du « meilleur » investissement.

On peut alors extraire une répartition de la VAN du projet à chaque pas de temps, qui donnerait une idée de sa valeur à un pratiquant d'option réelle. Toutefois, n'utilisant pas les options réelles comme un outil de prise à la décision en environnement incertain, mais pour sa capacité à représenter les incertitudes dans des scénarios, une étape supplémentaire est nécessaire pour capturer cette représentation riche du futur.

4- Construction d'un scénario moyen optimal

Les sorties de la construction itérative précédente sont des chroniques optimales d'investissement pour chaque tirage de Monte-Carlo. Un industriel peut utiliser à ce stade un tel outil pour déterminer une trajectoire optimale selon les réalisations des commodités entre 2020 à 2050 tout en réduisant son exposition à divers risques. Toutefois, la conception de scénarii avec une vision depuis 2020 sans résolution des incertitudes nécessite la création d'un artifice, le Scénario Moyen Optimal (SMO, Mignucci 2007).

Ce scénario moyen optimal., donne une indication via un scénario classique et facilement comparable du chemin technologique choisit. Toutefois il est fortement réducteur : ainsi, une modélisation pourrait aboutir sur 100 itérations de Monte-Carlo, à 20 hauts fourneaux à hydrogène en 2050, dans 30 cas des technologies biomasse, et dans 50 cas des technologies

CCS, et aboutir dans le SMO à une unique représentation via une solution hydrogène. Toutefois la continuité de de ce SMO par rapport à l'intensité carbone a été apprécié comme un proxy satisfaisant et bien plus facilement manipulable pour des études de sensibilités avec une vision depuis le début de la période considérée.

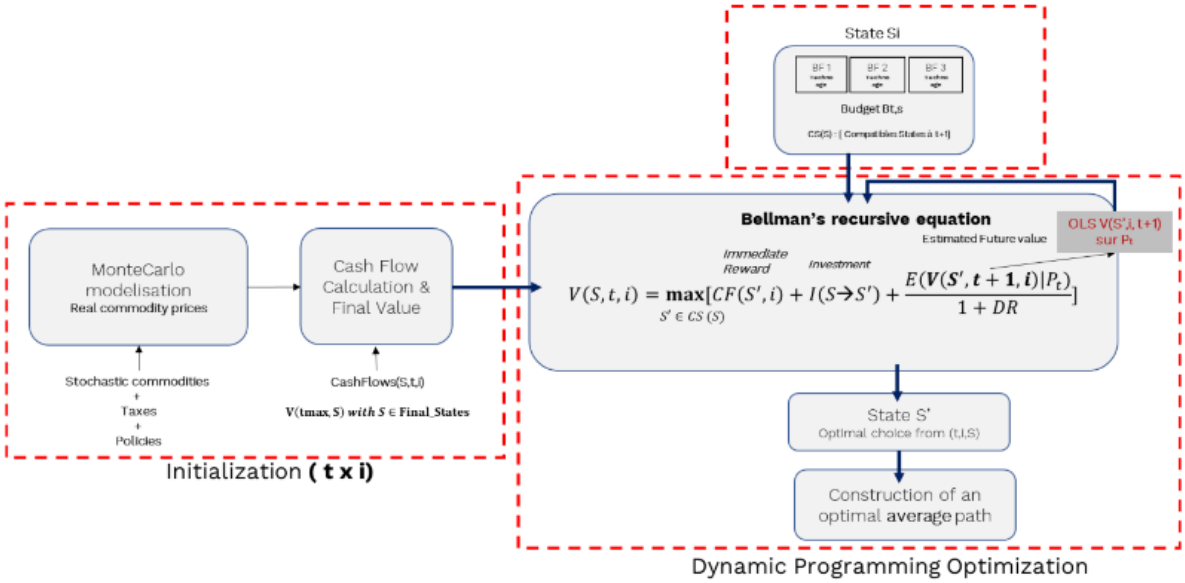


Figure 89 Récapitulatif de la méthode employée

Modélisation des dynamiques marchés, technologiques et réglementaires

Des études empiriques récentes ont permis d'expliquer l'évolution des prix passés sur le marché européen du carbone, le marché au comptant de l'électricité et le marché du gaz fossile. Plusieurs faits stylisés ont été identifiés sur ces marchés : retour à la moyenne, sauts, pics et volatilité hétéroscédastique.

L'historique disponible relativement court des prix du carbone, marqué par de nombreuses fluctuations entre les différentes phases du marché européen, fait qu'il est difficile de s'appuyer uniquement sur cette littérature pour prendre des décisions d'investissement - une tâche prospective par nature. Le choix de l'approche pertinente pour modéliser l'actif sous-jacent du carbone doit aider à prendre des décisions irréversibles à long terme. Néanmoins, ces facteurs de prix et ces faits stylisés aident le décideur à choisir la bonne modélisation du prix du carbone. C'est pourquoi nous avons recours à un modèle de prix stochastique pour tenir compte de l'incertitude des prix du carbone en Europe. Nous modélisons le prix du carbone comme une variable stochastique à état continu. Cela signifie que l'investisseur ne sait pas quels seront les prix futurs (il s'agirait plutôt d'une variable déterministe), mais qu'il connaît le processus de prix et les paramètres d'ajustement utilisés, et donc la distribution statistique associée. Cette approche implique l'utilisation d'une représentation mathématique

de la dynamique des prix du carbone, qui est ensuite calibrée et utilisée pour simuler les trajectoires des prix dans la prise de décision d'investissement.

La plupart des auteurs ont eu recours à la forme du mouvement brownien géométrique (*Geometric Brownian Motion*- GBM), car c'est la forme typique choisie pour les prix des actions dans l'évaluation des options, et qui suppose implicitement une croissance exponentielle des prix (Zhu et al., 2009). Cette forme semble donc être la plus pratique pour les perspectives à long terme, car elle permet de simuler des valeurs futures à long terme. En effet, la forme de retour à la moyenne (Mean- *Reversion* -MR) permet une évolution moins large des prix dans le temps (alors que dans la forme GBM, la variance croît à l'infini).

L'incertitude de la réglementation et l'anticipation des crises potentielles sont mieux prises en compte dans une forme GBM. Le paramètre de dérive représenterait le coût de production à long terme ou la réduction des émissions.

Nous avons également veillé à ce que la génération d'un processus à prix unique ne s'écarte pas de la relation de base entre eux. Nous avons utilisé des facteurs de corrélation dépendant du temps entre les incréments des quatre mouvements browniens concernés (gaz, électricité, carbone, charbon). Ces corrélations sont estimées pour 2018 à partir des données statistiques quotidiennes au niveau européen, et pour 2050 à partir d'une analyse d'experts. On suppose une évolution linéaire entre les deux.

Les nouvelles entreprises qui exploitent des technologies de rupture sont généralement soumises à un risque de mortalité élevé et c'est l'incertitude quant aux résultats futurs qui rend leur évaluation difficile. Face à l'incertitude technologique, les spécialistes semblent s'accorder sur l'utilisation d'un processus déterministe. L'utilisation d'une courbe d'apprentissage reflète la relation mathématique selon laquelle le coût unitaire d'une certaine technologie diminue avec l'expérience accumulée, peut être quantifiée par des facteurs tels que la production cumulée, les connaissances cumulées, les effets d'échelle et les prix des facteurs de production. D'autres études ont également souligné que le développement de la technologie CCS suit un modèle de courbe d'apprentissage dans lequel le coût d'investissement CCS diminue avec l'augmentation de la capacité installée et l'amélioration de la technologie. Néanmoins, compte tenu du manque de confiance et de communication concernant la percée de l'acier avant 2020, il semble préférable de modéliser l'incertitude technologique par un saut de Poisson, avec un risque d'échec qui diminuerait linéairement vers une année donnée (Yang et al et al., 2007 ; Agaton et al. 2021). Un profil de risque est attribué à chaque groupe technologique : hydrogène, CSC et DRI, avec un paramètre de Poisson spécifique.

En plus du marché des matières premières, nous modélisons le profil de taxation des différentes énergies et le profil de consommation en France. L'arrêt des avantages fiscaux sur l'énergie est ainsi modélisé par un saut de Poisson.

Tableau 13 Modélisation des commodités

	Modélisation du marché	**Modélisation de la réglementation stochastique**	**Modélisation tarifaire**		**Littérature**
Charbon	GBM établis sur la période 2012-2022 avec corrélation Celles-ci évoluent dans le temps selon des la décarbonation du mix électrique	• Saut de poisson sur l'augmentation de la taxe carbone selon la trajectoire de 2018			Laurikka 2012
Gaz			• ATRT7		Laurikka 2012
Electricité		• Avantage EI/HEI : saut de poisson • Financement hors marché : saut de poisson (EU 2018, RTE 2021)	• TURPE • Fin des contrats long terme actifs en cours (Exceltium) • Prise en compte du profil de consommation	Voir chapitre 1 sur la création d'un empilement tarifaire évolutif représentatif des tarifications actuelles	Laurika 2012, He 2018 Quirion,2022, RTE 2021, Agaton 2018
CO_2		• Benchmark : réduction via un procédé MR • Fin des quotas gratuit : sauts de poisson sur 2028 -2035	Réduction du remboursement des quotas CO_2 sur l'électricité lié à l'intensité carbone réelle	Evolution dans le FF55 prise en compte, pas de modélisation adaptée au design 2050 à potentiellement forte volatilité	Abadie 2008, Yann 2017, Mo 2015, Herve et al., 2018
Technologie	Disponibilité : Saut de poisson et critère dans les options disponibles envisagées Réduction du coup : saut de poisson Risque d'échec de l'implémentation : probabilité de valeur nul pour donner suite à investissement				Yang et al., 2007

Modélisation des fonds limités

Afin de représenter des limites de financement, nous rajoutons une variable représentant la limite d'investissement sur l'intégralité de la période modélisée. Le budget est ainsi modélisé comme une variable discrète correspondant aux différentes valeurs que celui-ci peut prendre au vu de sa valeur initiale et des combinaisons d'investissements possibles.

Cette modélisation est très simple et elle ne rentre pas en détail sur la dynamique d'évolution des capacités de financement des acteurs en fonction de leurs performances, ou de l'amortissement de leurs actifs en cours. Nous cherchons ici à comprendre une contrainte plus forte sur le coût du capital - CAPEX - que son impact sur le coût de production. En effet, les

investissements, si leur amortissement représente en général une part modérée des coûts de production, leur financement, au vu de la longue durée de vie des actifs et leur échelle, reste une problématique importante dans le choix technologique (IFRI 2018, ETC 2022). Ainsi si une différence de CAPEX de 20% entre deux technologies, compensée par un delta des coûts opératoires –OPEX- serait difficilement décelable par un modèle, les contraintes de financement peuvent fortement avantager la technologie avec de faible CAPEX et de forts OPEX (Gerres 2019).

Finalement, la modélisation des fonds limités vient encore renforcer l'effet classique des options réelles d'attente, en limitant de façon plus directe encore les choix technologiques futurs. Sick (2002) a également implémenté une modélisation de fonds limités, mais sous la forme d'une fenêtre glissante. (Wang 2020) utilise une dette maximale à chaque instant, qui prend en compte les remboursement et amortissement réalisés sur les actifs. Toutefois, ces voies si elles sont intéressantes, limitent fortement la possibilité d'intégrer la richesse technologique du modèle actuel, en alourdissant considérable le nombre d'options à considérer dans un cadre de modélisation de Monte-Carlo, et donc la résolution numérique.

Taux d'actualisation retenu

Nous supposons dans notre modélisation une fenêtre d'investissement de 30 ans à partir de 2020. La fréquence des points de décision est annuelle. Étant donné que la durée de vie d'un haut fourneau peut atteindre 60 ou 80 ans, avec un temps de construction pouvant aller jusqu'à 2 ans, et que nous limiterons à 25 ans la prochaine remise à neuf du réfractaire, l'horizon des simulations atteint 45 à 52 ans en fonction de l'actif considéré.

La fenêtre d'investissement retenue et la fréquence de ceux-ci font de notre modèle une suite d'options d'achat bermudiennes avec des caractéristiques rétrospectives (suivies par le budget restant), étant donné que cette étude est limitée à certaines dates au cours de la durée de vie de l'option, et que l'appel de l'option ne supprime pas nécessairement la capacité d'investir ultérieurement dans d'autres usines sidérurgiques. Le taux d'actualisation sans risque utilisé r est fixé à 3 % ce qui est une pratique fréquente pour un taux sans risque et proche du taux de financement par de la dette du secteur à 3.5% (Damodaran, 2020). Ce taux est bien plus faible que les taux utilisés dans le chapitre précédent, qui était un taux de financement. Le modèle developpé ici en modélisant explicitement une part des risques de l'industriel, utilise ainsi nécessairement un taux plus faible. Celui-ci devrait toutefois également inclure le risque macroéconomique.

Options valorisées

Nous avons choisi de considérer les trois options suivantes à valoriser :

- Option d'attente : il est possible de prolonger un actif au-delà de sa durée de vie prévue, avec une prime de 10% du CAPEX de maintenance.
- Option de flexibilité opérationnelle : si un investissement est nécessaire pour passer du charbon à la biomasse, il existe ensuite une flexibilité qui permet de revenir à l'option précédente si les conditions de marchés y sont favorables (i.e. chute du prix du CO_2).
- Option de rénovation (*retrofit*) avec des investissements graduels : le CCS, le passage à la biomasse ou du gaz naturel à l'hydrogène valorisent l'utilisation d'actifs déjà possédés pour les améliorer en modifiant les valeurs d'investissement nécessaire selon les technologies déjà en place.

Ainsi à chaque pas de temps, l'acteur pourra considérer au choix :

- Conserver son actif (et potentiellement prolonger sa durée de vie)
- Investir dans un nouvel actif neuf
- Conserver son actif en utilisant une flexibilité opérationnelle
- Investir dans des améliorations de son actif

Résolution

Nous présentons la résolution sous la forme d'un pseudo-algorithme qui retrace les grandes étapes de résolution dynamique, et qui reprend les éléments de structure présentés précédemment.

Tableau 14 Formalisme du chapitre

Indices	
t	Année considérée de t=2020 à t=T
$tech$	16 valeurs correspondant aux choix technologiques
n	Itération de Monte-Carlo
Variables	
$CF_{t,tech,N}$	Cash-Flow d'une techno, une année, sur une itération de MonteCarlo
$I_{A\rightarrow B\,t}$	Matrice des coûts d'investissement de la technologie A à B en l'année t
$OPEX_{t,tech,\mathrm{n}}$	Coût d'opération de la technologie tech en t dans l'itération n
$Success_{t,tech,\mathrm{n}}$	Variable de poisson modélisant le taux de succès d'une technologie tech, en l'année t et l'itération n
$P_{e,N,t}$	Prix de l'énergie e en l'année t et l'itération n
$b_{t,N}$	Budget disponible en l'année t sur l'itération n
$\mathrm{f}_{2050}(\mathrm{S}_v, \mathrm{P}_{2050})$	Evaluation la valeur de l'état S_{v} en fonction des prix de l'énergie en 2050 de l'itération n

S_V	Etat particulier qui comprend l'âge des hauts fourneaux, la technologie de chacun de ceux-ci ainsi que le budget restant.
$\mathrm{CS}(\mathrm{S_v})$	Ensemble des états accessibles depuis l'état S_v
$\mathrm{c}_{i,\mathrm{t},\mathrm{S_v}'}$	Coefficient OLS i, en l'année t et correspondant à l'état S_V
Paramètres	
B	Budget maximal alloué sur la période
N	Nombre d'itérations de Monte-Carlo
T	Année de la fin de la simulation

- Step 1 -Calcul des trajectoires d'environnement

Grace aux modèles précédemment établis, nous stockons pour i trajectoires d'environnement les valeurs de différentes valeurs modélisées :

- 4 commodités : Electricité, Gaz, Charbon, CO_2
- 3 facteurs technologiques, sur 2 technologies : Prix, Disponibilité et Succès pour l'hydrogène et le CCS

Ceci conduit à construire 10 Matrices de Variable d'Environnement MVE de dimensions (T,N)

- Step 2 – Calcul des cash-flows pour toutes les trajectoires d'environnement

En utilisant ces trajectoires, nous calculons les VANs pour l'ensemble des technologiques considérées, et ceci à chaque pas de temps. Ces Cash-Flows (CF) permettent d'évaluer toute combinaison d'investissement.

La matrice résultante est de dimension (T,N,tech) :

$$CF_{t,tech,n} = \left(\sum_{e} \mathrm{P_{e,N}} * SEC_{tech,t} + OPEX_{tech,t} \right) * Success_{tech,t,n}$$

- Step 3 – Déterminer les combinaisons d'investissements

A ce point, il est possible de limiter les trajectoires de VAN à celles qui respectent les contraintes de budget. La somme des investissements durant les 30 années doit être inférieure à celle du budget limité. Ceci réduit grandement la combinatoire et donc le temps de résolution.

$$\sum_{\boldsymbol{t=2020}}^{\boldsymbol{T}} \boldsymbol{I_t} * \boldsymbol{Q_f} < \boldsymbol{b_t} \ \forall \boldsymbol{t_f}$$

Les états accessibles ne pouvant dépendre de l'itération N, les incertitudes technologiques doivent donc atteindre les cash-flows réalisés dans chaque itération, et non une potentielle évolution des CAPEX.

- Step 4 - Résolution à l'année t=2050

Nous partons de t=2050, la dernière fois que nous pouvons investir pendant la fenêtre d'investissement. À ce dernier nœud de décision, la valeur de continuation est supposée être égale à la valeur finale, une VAN tenant compte des prix déterministes de l'énergie pour la période 2050-2070, limitée par la durée de vie restante de l'actif. La fonction de valeur prend la forme suivante dans laquelle $\mathbf{P_{2050,n}}$ est un ensemble de variables d'état stochastiques en 2050 et sur la trajectoire n :

$$\mathbf{V_{2050}}_{\left(\mathbf{S_v},\mathbf{P_{i_{2050}}}\right)} = \mathbf{max}\left(\mathbf{f_{2050}}\left(\mathbf{S_v}', \mathbf{P_{n,2050}}\right)\right)\ \forall \mathbf{n}\ \forall \mathbf{S_v'} \in \mathbf{CS}(\mathbf{S_v})$$

On détermine la valeur maximale et la décision d'investissement associée qui respecte le budget. Elles sont stockées dans deux matrices : $\mathrm{MV2050}$ pour la valeur, et $\mathrm{Mx2050}$ pour la décision d'investissement.

- Step 5 – Processus itératif (de t=T à t=2020)

La valuation des options prend désormais en compte un terme de continuation, correspond à la valeur future actualisée de l'actif en place :

$$\mathrm{V}_{2049(\mathrm{S_v},\mathrm{P_{i_{2049}}})} = \max\left(\mathrm{f}_{2049}(\mathrm{S_v}', \mathrm{P}_{2049}) + \mathrm{e}^{-\mathrm{r}}.\,\mathrm{E}_{2049}(\mathrm{V}_{2049}(\mathrm{S_v}', \widetilde{\mathrm{P}_{\mathrm{i},2050}})\right)\ \forall \mathrm{i}\ \forall \mathrm{S_v'} \in \mathrm{CS}(\mathrm{S_v})$$

Pour déterminer la valeur maximale qui respecte les contraintes de budget, il convient alors d'effectuer la suite des calculs suivants :

- Calculer $\mathrm{f49}$ et le stocker dans la matrice $\mathrm{fMR_49}$
- Estimer $\mathrm{e\text{-}r.E2049(V2049(Sv',Pn,2050))}$ en utilisant une régression MCO et stocker les paramètres estimés de cette régression des valeurs de continuité dans $\mathrm{MO50}$. Nous considérons le modèle MCO suivant, qui est donc spécifique pour chaque état atteignable en 2049 :

$$\left(\mathrm{e}^{-\mathrm{r}}.\,\mathrm{E}_9(\mathrm{V}_{2049}(\mathrm{S_v}', \widetilde{\mathrm{P}_{50}})\right) \approx \varphi_{\mathrm{t+1}}\left(\mathrm{S_v'}, \mathrm{P}_{\mathrm{n,t+1}}\right)$$
$$= \mathrm{c}_{0,\mathrm{t},\mathrm{S_v}'} + \mathrm{c}_{1,\mathrm{t},\mathrm{S_v}'} * \mathrm{P}_{\mathrm{c,i,t}} + \mathrm{c}_{2,\mathrm{t},\mathrm{S_v}'} * \mathrm{P}_{\mathrm{CO2,n,t}} + \mathrm{c}_{3,\mathrm{t},\mathrm{S_v}'} * \mathrm{P}_{\mathrm{g,n,t}} + \mathrm{c}_{4,\mathrm{t},\mathrm{S_v}'} * \mathrm{P}_{\mathrm{e,n,t}}$$

Ce modèle régressant les valeurs atteintes en 2050 sur les prix de 2050, il convient alors d'estimer les valeurs de continuité sur les prix réalisés en 2049 et les stocker dans $\mathrm{MV2049}$

Finalement :

- Combiner les matrices $\mathrm{MR2049}$ et $\mathrm{MC2049}$ pour déterminer $\mathrm{V2049S,n}$.
- Stocker la valeur maximale trouver et la décision associée dans $(\mathrm{Mx2049})$
- Répéter le processus

- Step 6 – Le premier nœud

A t=0, les états accessibles ne restreignent plus les investissements possibles, étant donné que nous connaissons celui-ci. La fonction de valeur prend donc la forme suivante :

$$\mathrm{V}_{49(\mathrm{S}_0,\mathrm{P}_{\mathrm{n}_{202049}})} = \max\left(\mathrm{f}_{2049}(\mathrm{S}_{0'},\mathrm{P}_{2049}) + \mathrm{e}^{-\mathrm{r}}.\,\mathrm{E}_{2049}(\mathrm{V}_{2049}(\mathrm{S}_{\mathrm{v}'},\widetilde{\mathrm{P}_{\mathrm{n},2050}})\right)\ \forall \mathrm{n}\ \forall \mathrm{S}_{0'} \in \mathrm{CS}(\mathrm{S}_0)$$

Pour déterminer le choix maximisant la valeur pour chaque itération, il convient de répéter les opérations de l'étape 5. Toutefois, l'état actuel est connu, ainsi que les prix, et donc une estimation MCO ne convient pas. En suivant (Gamba 2002), nous actualisons juste les valeurs, qui sont stockées dans MV_1

- Step 7 – La trajectoire optimale

Nous avons alors 50 matrices MVt et Mxt qui indiquent la valeur maximale et la décision optimale pour chacun des tirages. Cet outil peut déjà aider grandement les décisions d'investissement dans un environnement incertain, mais reste difficilement exploitable pour explorer des futurs contrastés, et rendre l'analyse possible sans exploration du futur. Nous adaptons l'idée d'une trajectoire optimale de (Miggnuci 2011). En commençant à t=0 et en calculant la moyenne ou la médiane de toutes les trajectoires comme :

$$V_0(S) = max(\frac{1}{N} * \sum_{n}^{N} f_0\left(S_{0',n}, P_{n,0}\right) + \varphi_1\left(S_{0,}, P_{n,1}\right)$$

Nous obtenons une valeur qui suggère une décision d'investissement particulière, optimale en moyenne pour maximiser V0, et potentiellement différence de celle obtenue en $\mathrm{Mx0}$: $\mathrm{x0}$. Ensuite, à chaque pas de temps, on repart de cet état optimal :

$$V_t(\widehat{x_{t-1}}) = max(\frac{1}{N} * \sum_{n}^{N} f_t\left(\widehat{x_{t-1}}, P_{n,t-1}\right) + \varphi_{t+1}\left(\widehat{x_{t-1}}, P_{n,1}\right)$$

Quand en t=2050, il n'y a plus de variable de continuité incertaine à actualiser :

$$\mathrm{V}_{2050}(\widehat{\mathrm{x}_{2049}}) = \max(\frac{1}{\mathrm{N}} * \sum_{\mathrm{n}}^{\mathrm{N}} \mathrm{f}_{2050}\left(\widehat{\mathrm{x}_{2049}}, \mathrm{P}_{\mathrm{n},2050}\right))$$

Ordre de régression

Nous avons vu dans la partie précédente, la nécessité de choisir un ordre de régression pour simuler à tout instant t, l'anticipation des acteurs pour les prix au pas de temps t+1 au vu des variables d'environnement connues. Le modèle d'anticipation qu'il s'agit de construire, correspond au « *best guess* » qu'on suppose qu'un acteur est capable de produire au vu de sa connaissance des marchés (dont il connait les dynamiques). Dans la littérature, plusieurs choix que nous détaillons ci-dessous sont retenus concernant la modélisation économétrique.

Concernant l'ordre du degré de la régression polynomiale, les ordres choisis sont typiquement entre 2 (Zou,2017) et 6 (Blanco 2011). Les termes croisés peuvent aussi bien être intégrés (Ma 2020), que non (Zou 2017, Blanco 2011). Seul Zou (2017) justifie son choix d'une régression d'ordre 2 sans termes croisés par une nécessité d'une résolution rapide, et l'exclusion de termes croisés sur des variables corrélées. La littérature s'intéresse dans ce cas à la répartition de la distribution des résidus de ces régressions avec, selon le modèle de (Gamba 2002), une répartition gaussienne de ceux-ci. En effet, on observe sur notre modèle que l'utilisation des termes croisés, dégrade la distribution des résidus comme le montre le Tableau 15, avec la statistique du test de normalité de Shapiro-Wilk.

Tableau 15 Statistiques du test de Shapiro-Wilk sur les résidus

Ordre	2	3	4
Avec termes croisés	0.62	0.67	0.73
Sans termes croisés, gaz exclu	0.85	0.96	0.98

Le rejet de l'hypothèse de normalité des résidus quand les termes croisés, et quand l'impact du prix du gaz sont pris en compte directement semble être lié à la corrélation des trois variables gaz, électricité et CO_2, où la prise en compte des trois simultanément agit comme un terme croisé. On observe dans ces cas, une distribution avec une surreprésentation des résidus négatifs comme on peut le voir sur la Figure 90. Nous conservons dans la suite de l'exploitation de ce modèle, un ordre 2, sans termes croisés, ni prise en compte du prix du gaz, au vu de la bonne capacité prédictive de ce modèle.

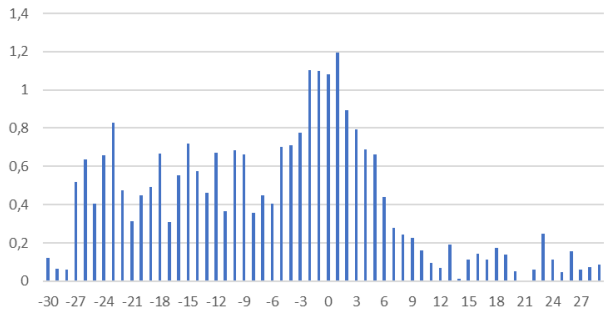


Figure 90 Moyenne de la distribution des résidus avec une OLS d'ordre 3 avec termes croisés

C. Résultats

Gestion de parc ou d'unité et volatilité du CO_2

Dans le cas d'un seul actif considéré, on observe l'interaction croisée entre volatilité et objectif (*target*) du prix du CO_2 sur le parc 2050, sur la Figure 91. Avoir la solution hydrogène installée en 2050 nécessite alors soit une vision long-terme sur son modèle d'affaire « *business-model* » pour être choisie, donc une volatilité faible du CO_2, ou une contrainte carbone importante, donc un prix du CO_2 important. Tout un éventail de solutions intermédiaires est choisi au fur et à mesure que les conditions de visibilité sont dégradées, avec un impact principalement sur les solutions à fort capital, qui ont des risques d'actifs échoués plus important. Ainsi la solution de décarbonation dans les environnements très incertains est une solution avec une quantité de CCS sans regret correspondant aux incitations climatiques actuelles, et de l'incorporation de biomasse qui permet une flexibilité opérationnelle en cas de chute du prix du CO_2. On observe alors les comportements classiques dans des modèles d'options réelles : retard et reluctance à l'investissement au fur et à mesure que la volatilité augmente.

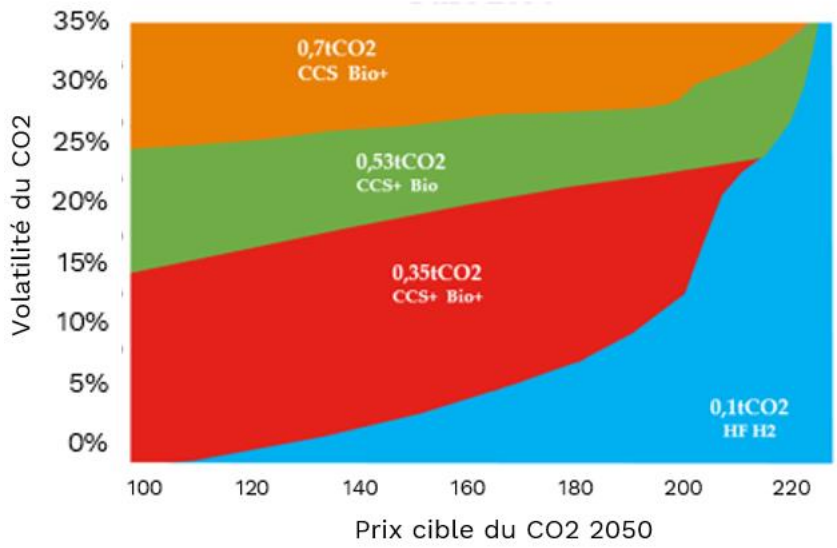


Figure 91 Impact de la volatilité du CO_2 et de son prix cible sur le parc 2050 sur un seul actif

Une vision en temps continu plutôt que simplement la vision du parc 2050 en regardant les émissions cumulées sur la période 2020-2050 permet de qualifier la bonne construction du SMO et la cohérence entre ces représentations (Figure 92).

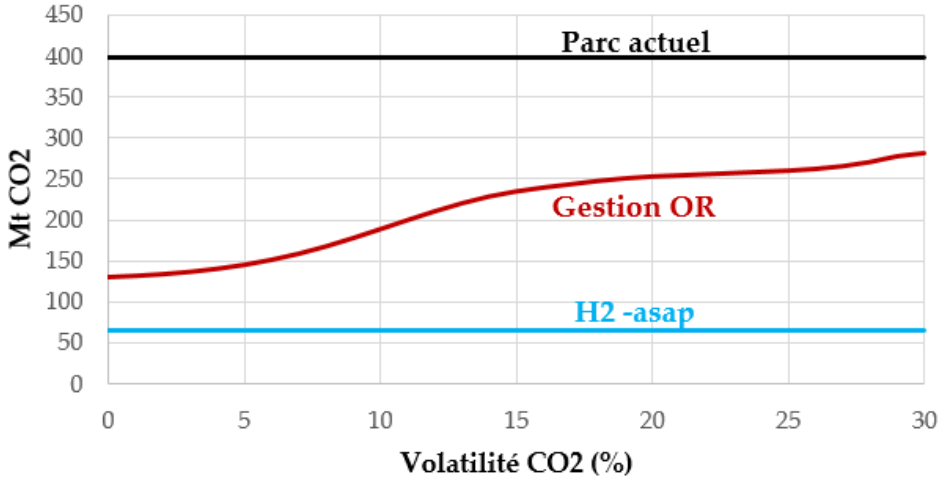


Figure 92 Emissions cumulées sur la période 2020-2050

L'effet retard est alors encore plus visible, car ne regardant plus uniquement le parc installé en 2050, mais l'effet cumulé de l'ensemble des choix technologiques sur la période, on voit qu'avec des volatilités jusqu'à 10%, c'est-à-dire avec une solution hydrogène en 2050, celle-ci a toutefois un impact sur les émissions cumulées, car elle aura retardé l'investissement dans cette technologie. Il s'agit souvent d'une prolongation de la durée d'exploitation des hauts fourneaux classiques, une transition par un haut fourneaux à gaz naturel plutôt qu'à hydrogène directement. Les volatilités restant modérées, on n'observe pas de revirement technologique dans ces configurations (basculement d'une voie à l'autre après des investissements importants). Sur des volatilités plus importantes, on observe des effets seuils, bien que l'utilisation du SMO les atténue. Autour de 12% de volatilité, et de 25%, les émissions cumulées augmentent, cela correspondant à un ensemble de trajectoires technologiques qui sont alors exclues du champ des possibles. A delà de ces valeurs on observe des revirements technologiques dans un certain nombre de trajectoires individuelles, lié à des évolutions importantes du prix du CO_2 en quelques années. La valeur indicative technologique du SMO est donc moins importante, bien que ses indications en termes d'intensité carbone et d'émissions cumulées restent continues et fournissent un élément d'appréciation intéressant.

Dans le cas où on ne considère plus un parc d'un seul actif, mais plusieurs, on introduit alors une limite de financement. Celle-ci est représentée sur la Figure 93, en nombre équivalent d'unité H2-DRI qu'elle pourrait financer. Le modèle gagne alors en complexité, alors que l'investisseur doit arbitrer entre des investissements entre plusieurs hauts-fourneaux qui ont des situations technologiques initiales différentes, mais surtout des âges différents. Ainsi les investissements dans le parc sont espacés dans le temps, mais ont une contrainte de financement commune. On observe alors une stratégie de diversification du risque de l'industriel qui va choisir un panel de technologies pour équiper ses différents hauts

fourneaux. Dans un cas très favorable, peu de contraintes de capital et une volatilité du CO_2 retenue, la transition de l'ensemble du parc vers l'hydrogène est possible. Si la contrainte de financement est en dessous de 5 unités H2-DRI, cette transition complète n'est possible que pour des volatilités très faibles (inférieure à 5%). L'industriel a en effet besoin d'éliminer l'ensemble des options de son arbre, car investir dans des hauts fourneaux à hydrogène est alors une option sans retour possible n'ayant plus assez de capital pour revenir en arrière.

La vision en émissions cumulées sur la période 2020-2050 sur la Figure 94 fait cette fois-ci apparaitre des discontinuités. Celles-ci correspondent aux déblocages de nouvelles trajectoires d'investissements : de NG-DRI vers H2-DRI pour un site ; puis pour les 3 sites.

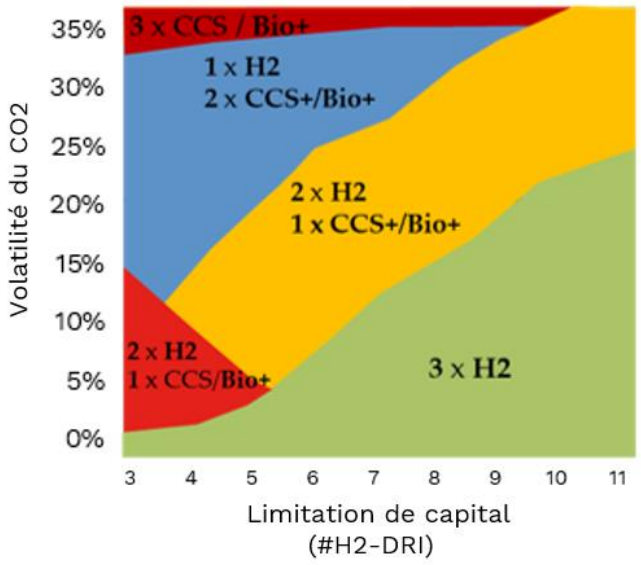


Figure 93 Gestion d'un parc d'actifs sidérurgiques, Parc 2050

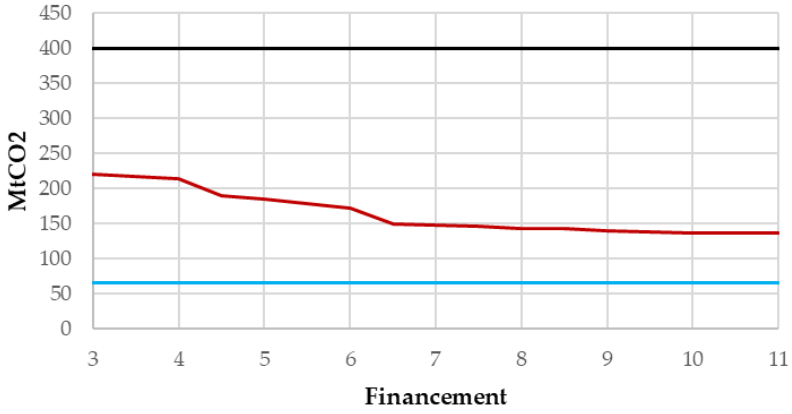


Figure 94 Emissions cumulées sur la période 2020-2050

Risque technologique

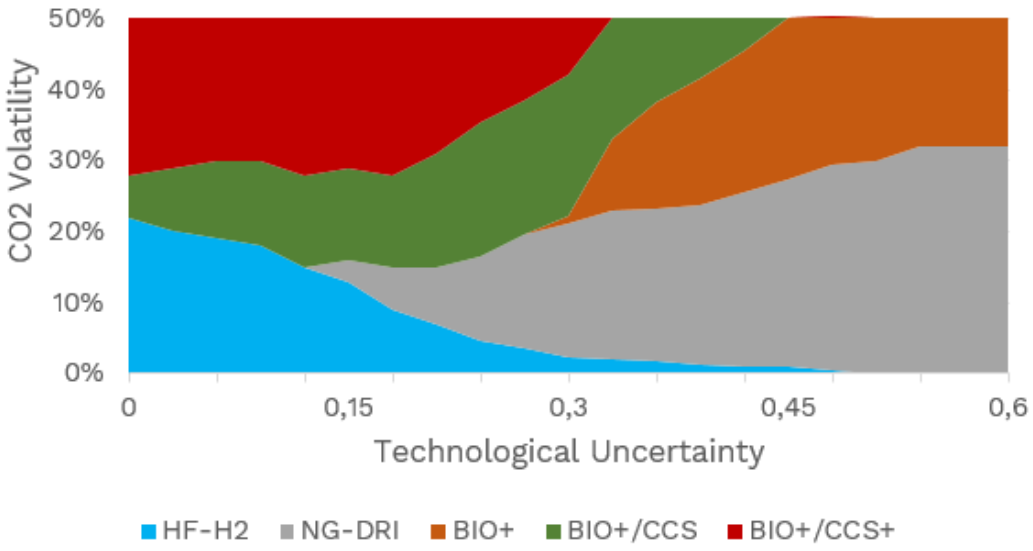


Figure 95 Impact de la volatilité du CO_2 et de l'incertitude technologique sur le Parc 2050

Enfin, l'impact du risque technologique a été mesuré et comparé à la volatilité du prix du CO_2.

La *Figure 95* montre l'actif le plus probable en fonction de l'environnement. Si l'incertitude technologique augmente, la mise en œuvre du CCS+ et du H2-DRI diminue et devient plus basse dans des conditions de haute volatilité du CO_2, remplacés respectivement par la solution de la biomasse (avec CCS faible ou non) et la réduction au gaz naturel. Dans un environnement très incertain, les unités NG-DRI deviennent plus prêtes à prendre des risques face à une évolution des prix du carbone que les H2-DRI ne l'étaient dans un contexte de clairvoyance technologique. Cela s'explique par le fait que la voie de la biomasse est plus dépendante à long terme du CCS, et avec des dynamiques de remplacement d'actifs vieillissants plus contraignantes pour effectuer des paris technologiques.

Taux d'actualisation

Si nous avons vu que le choix du taux d'actualisation était moins important dans le cas d'un modèle en options réelle que dans une modélisation de type VAN, celui-ci ne devenant plus une représentation du risque et/ou du financement, ce taux reste toutefois un paramètre clé.

Nous trouvons sur la Figure 91 qu'en dessous de 4%, les solutions de type hydrogène sont encore plus fortement sélectionnées. Toutefois, le plus bas est le taux, le plus tard est fait l'investissement. En effet, la moindre valorisation des cash-flows futurs, limite la perception avant 2040 des incitations « carbone » fortes. Au-dessus de 4% et jusqu'à 8%, le modèle indique une solution de diversification sur les deux voies bas carbones. Au-dessus de 8% on observe un choix qui diminue fortement en ambition carbone, avec aussi bien le CCS que l'hydrogène qui ne sont plus profitables.

Modélisation de la décision : impact de l'aversion au risque des acteurs

Il a déjà été observé des comportements d'acteurs averses au risque de façon hétérogènes au sein d'un secteur (Yang, 2023, Jonson 2017). Ces comportements ont déjà été modélisés dans des modèles d'options réelles (Jonson 2020)

Pour tester la sensibilité du modèle en rajoutant une aversion au risque, via une aversion aux pertes, nous pouvons voir l'impact de comportements non modélisés, plus extrêmes potentiellement que les contraintes de financement. En utilisant la théorie de l'utilité, nous réalisons une étape supplémentaire dans l'évaluation des différentes options de transition, en utilisant une fonction concave d'évaluation des gains et pertes :

$$U = VAN^{1-\lambda}$$

En faisant varier λ, le coefficient d'aversion au risque, nous pouvons établir de nouveaux résultats qui sont résumés sur la Figure 96:

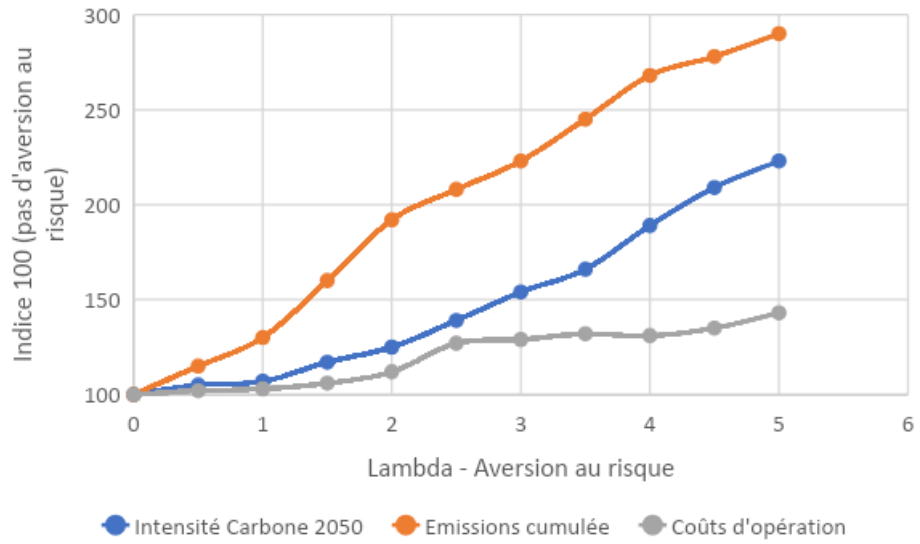


Figure 96 Impact de l'aversion au risque sur le SMO du scénario médian

On voit alors qu'un comportement même faiblement averse au risque, a un impact très important sur les émissions cumulées sur la période 2020-2050, et donc sur les voies technologiques suivies. L'impact sur l'intensité carbone et sur les coûts d'opérations sont plus faibles mais peuvent représenter des augmentations de +20/+40% et +12%/+30% respectivement pour des valeurs de λ entre 2 et 3. La transition vers un actif final différent en 2050 se fait pour λ= 1.2 (transition d'un hydrogène-DRI à BIO+CCS) ; puis à λ =2 ;3.5 ,4 pour respectivement des hauts fourneaux BIO+, NG-DRI, puis BIO-. On observe alors un comportement attendu de réduction des investissements associés à des commodités aux fortes volatilités. On identifie alors bien l'aversion au risque comme un facteur, qui additionné

à l'incertitude sur les prix du carbone et de l'environnement des sidérurgistes plus globalement, est une source importante de retard à l'action et à la transition. Ceci résulte en des investissements plus faibles, plus tardifs et donc moins exigeants. On observe également l'utilisation de voies technologiques sous optimales (des transitions de technologies NG-DRI vers BIO/CCS) qui ne sont sinon pas sollicités dans les scénarios classiques.

Impact des prix de l'électricité

L'électricité est une commodité importante pour la transition du secteur sidérurgique, au vu de la forte dépendance de la voie de réduction directe à l'hydrogène sur sa disponibilité. En effet, notre modèle n'intègre pas d'autre solution de production de l'hydrogène que via l'électrolyse de l'eau.

L'analyse des volatilités en fonction du prix de l'électricité sont illustrés sur la Figure 97 montre que des volatilités faibles ou des prix de l'électricité faibles sont nécessaires pour sécuriser de tels investissements, avec une valeur maximum de l'électricité de 75€/MWh dans un cas de perfect foresight. La solution de réduction au gaz naturel ne prend dans ce contexte aucune place en 2050, sa profitabilité étant nécessairement lié à celle de la solution de réduction à l'hydrogène dont elle n'est souvent considérée que comme une technologie de transition. Les solutions biomasse sont favorisés à fort prix de l'électricité, et par rapport à la Figure 1, sont orientées vers des solutions avec moins de CCS, au vu de sa consommation électrique.

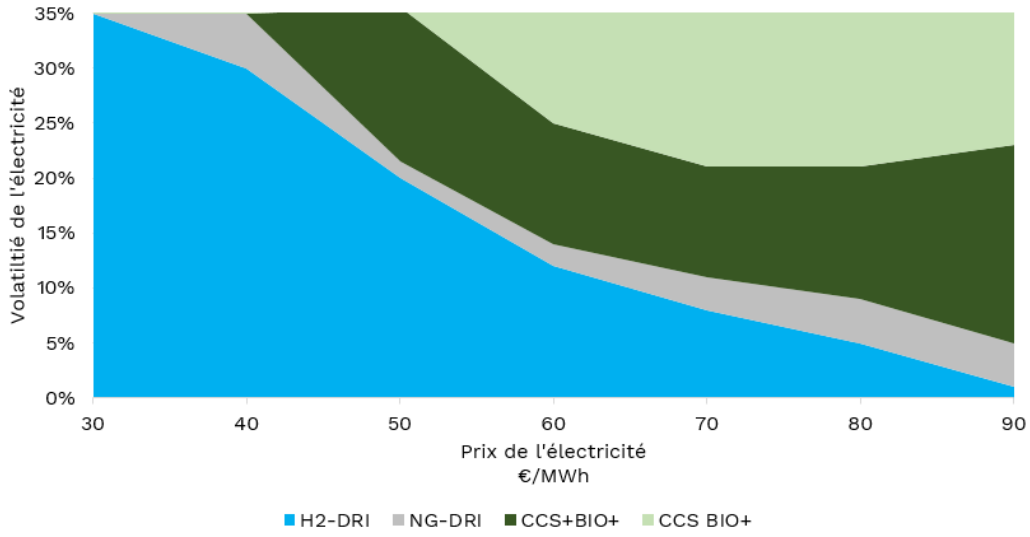


Figure 97 Parc 2050 selon les niveaux de prix et de volatilité de l'électricité

Sur la *Figure 98* les effets couplés des deux incertitudes sont représentées.

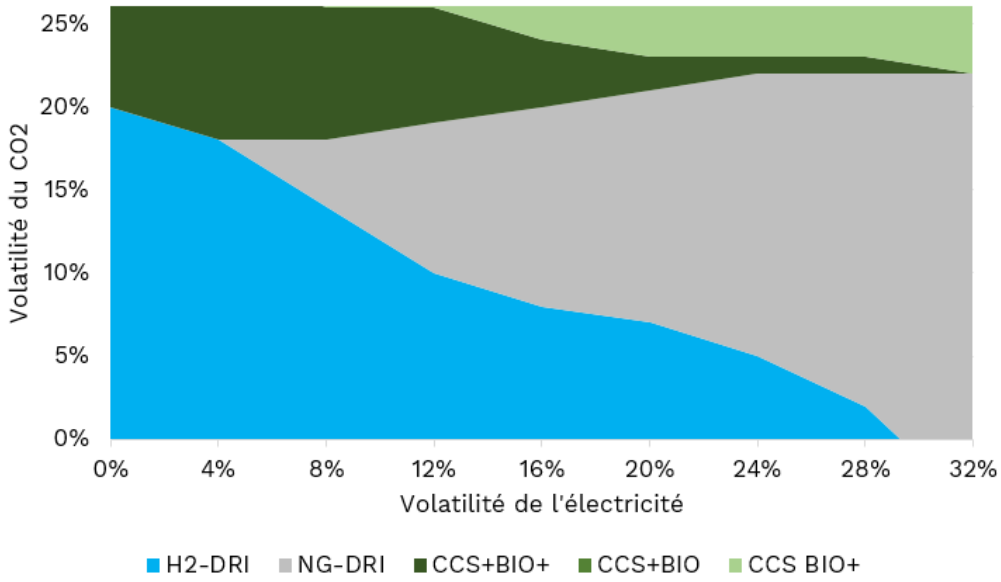


Figure 98 Parc 2050 selon les volatilités du CO_2 et de l'électricité

Réglementation

Finalement, nous pouvons utiliser le modèle présenté pour tester des variantes des paramètres réglementaires. En effet, le design des marchés du CO_2 a fortement évolué au-delà de la simple valeur des quotas, et le package « Fit For 55 » introduit de nouvelles modifications à venir de celui-ci, avec notamment la fin des allocations gratuites, qui pourraient finalement être supprimées grâce à l'introduction d'un ajustement carbone aux frontières. Toutefois, des incertitudes persistent sur la date d'implémentation réelle de la fin des quotas gratuits au vu de la difficulté d'intégration du mécanisme d'ajustement carbone aux frontières (*Carbon Border Adjustment Mechanism* CBAM), des fortes oppositions de certains secteurs, et en raison des nombreuses évolutions réglementaires en temps de crises sur le marché du CO_2.

Une première sensibilité est testée sur les interactions entre la volatilité du prix du CO_2 sur le marché, et l'incertitude réglementaire sur la suppression des quotas gratuits. Sur la Figure 99, on voit la répartition croisée des deux termes.

Si ces deux termes impactent de façon similaire la volatilité totale perçue par les acteurs, sa répartition temporelle n'est pas la même : si l'incertitude sur le prix du CO_2 joue sur l'intégralité de la période temporelle, la fin des allocations n'exerce une influence que sur la période 2028 – 2038. De plus l'incertitude sur la fin des allocations gratuites a une influence plus forte sur les nouveaux procédés (DRI) que sur les technologies incrémentales, car elles n'auraient pas le droit aux allocations gratuites dans notre modélisation (benchmark procédé plutôt que produit). Ainsi une faible probabilité de fin des allocations a tendance à plus

favoriser les technologies de transition, qu'une volatilité forte du prix du CO_2 qui va faire tendre vers une solution bas carbone flexible.

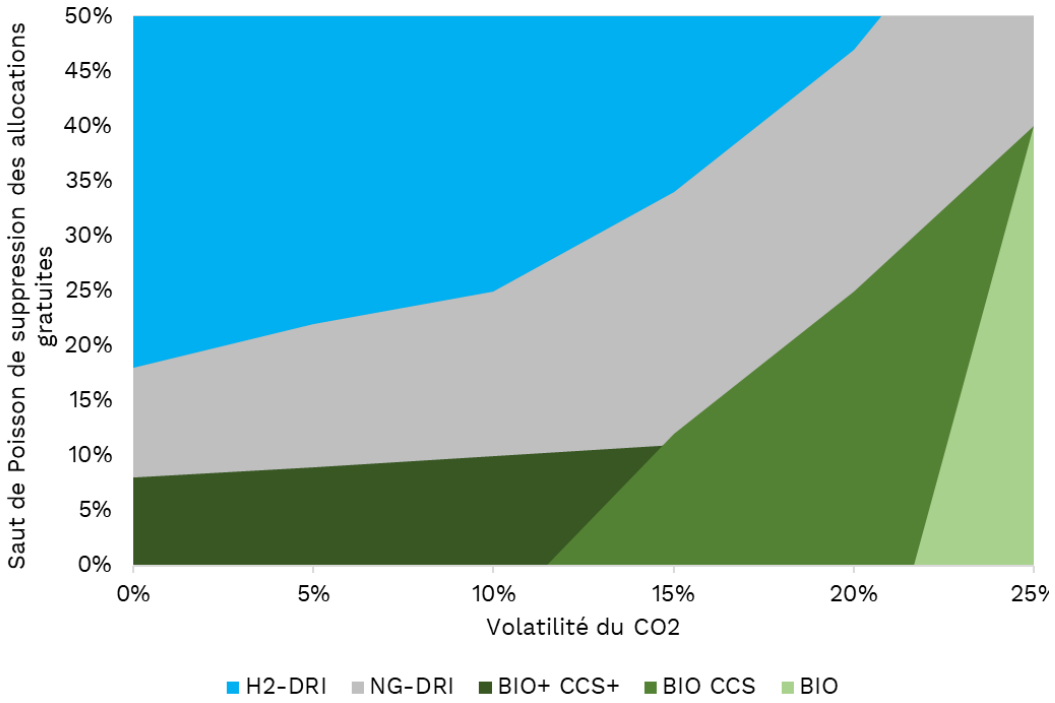


Figure 99 Impact de la volatilité du CO_2 et de l'incertitude réglementaire sur la suppression des quotas gratuits sur le parc 2050

Deux politiques publiques sont testées via cet outils :

-**Un Contract For Difference / Carbon floor**, avec une garantie du prix du carbone sur la durée de vie de l'actif

-**Une subvention au CAPEX :** réduction immédiate du coût de transition pour les technologies bas carbone (BIO+ CCS+ et H2-DRI)

Ces deux politiques publiques sont implémentées dans notre modélisation avec une limitation d'un budget d'un milliard d'euros qui est réparti sur ces deux politiques dans 3 scénarios distincts dans les contraintes. L'impact de la répartition de ce financement est visible sur la Figure 100. On voit alors apparaitre des ratios des deux politiques publiques préférentiels pour obtenir une décarbonation efficace, avec des fortes variations selon les trois scénarios. On voit également l'apparition d'un effet d'aubaine, où dans certains cas, l'augmentation du budget global de 500M€ à 1Md€ ne diminue que marginalement l'intensité carbone atteinte.

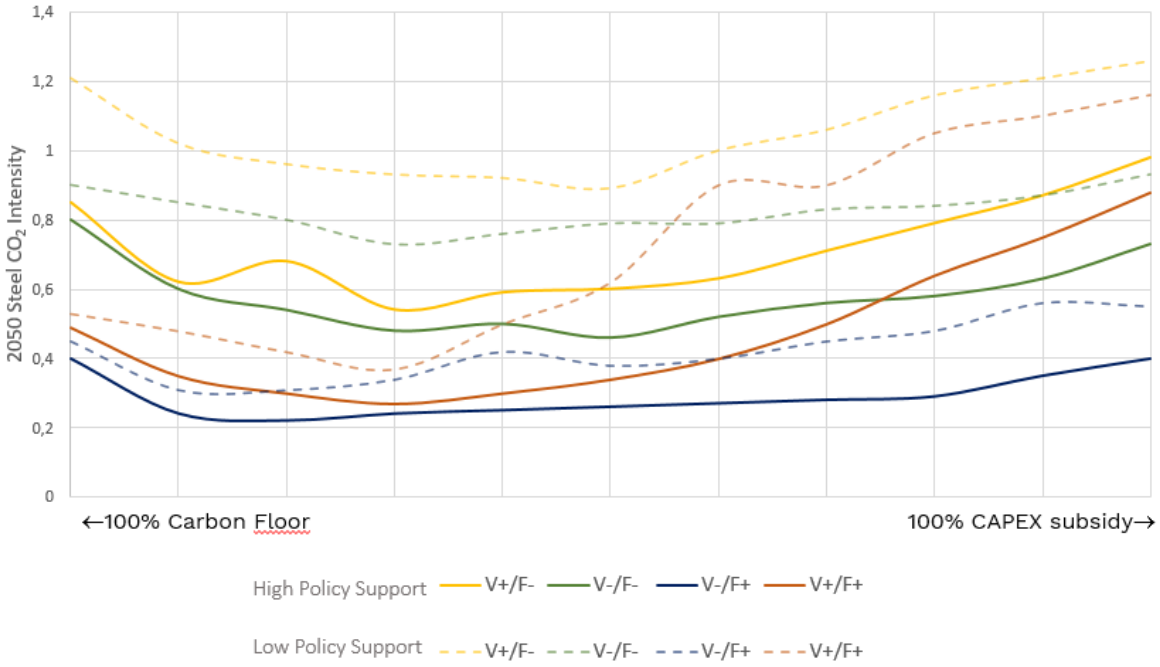


Figure 100 Impact de la répartition d'un budget d'1mds d'aides publiques sous la forme d'un CfD ou d'une subvention en capital sur l'intensité carbone d'un parc d'actifs en 2050 Ligne pleine = 1 Mds de soutiens, pointillé = 500millions d'aide.

Plusieurs schémas d'aides spécifiques à des technologies ont déjà été mis en place. Ces schémas présentent l'avantage de pouvoir mettre en place des pilotes industriels à des technologies dont le potentiel est jugé importants rapidement, avant que l'ensemble des conditions de marchés et de la réglementation soient effectifs. Bien que critiqués car non neutre à une technologie, ils permettent de contourner notamment le design du marché européen du carbone.

Dans la Figure 101 nous représentons l'impact d'une subvention spécifique aux technologies hydrogène, spécifique aux technologies CCS, et l'impact croisés des deux.

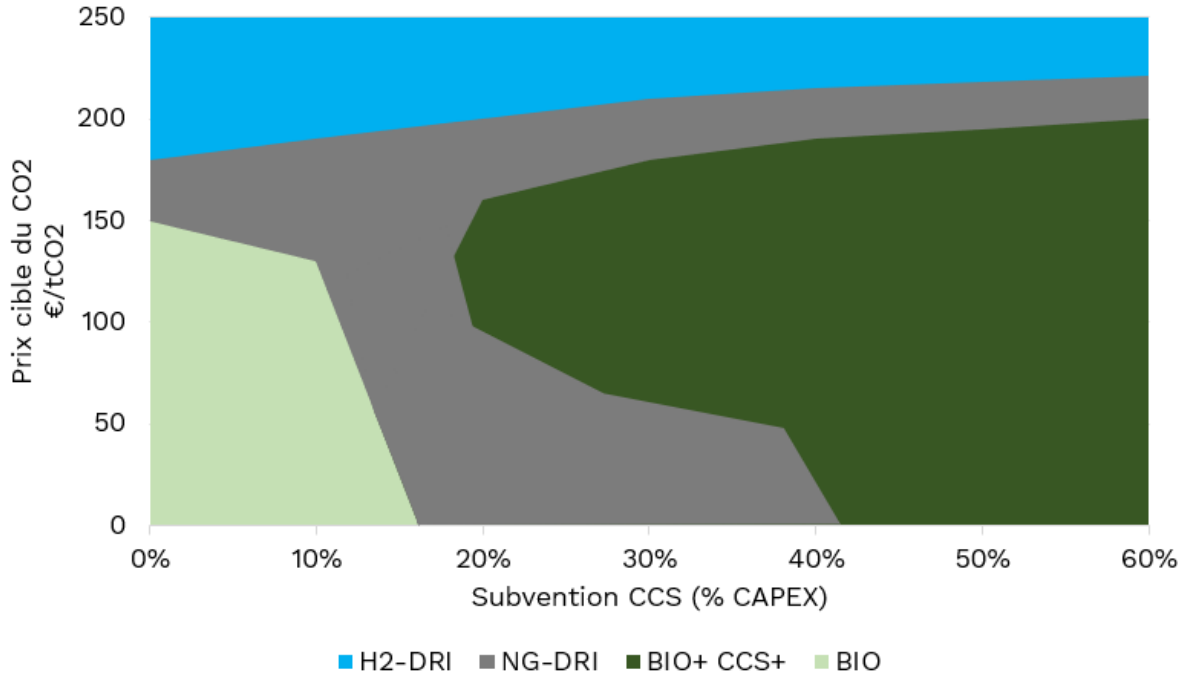


Figure 101 Impact d'une subvention spécifique au CCS sur le choix technologique 2050

On observe tout d'abord que la subvention au CCS a un impact entre le choix d'un haut fourneau au gaz ou à l'hydrogène en 2050. En effet, en changeant le prix de cette solution, il peut être intéressant pour les acteurs de retarder leur décision d'investir dans des électrolyseurs pour potentiellement basculer sur une voie CCS. La voie NG-CCS n'étant pas modélisée initialement, les parts des technologies CCS se répartiraient en réalité entre du NG-CCS et du BIO+CCS. Nous pouvons toutefois retenir cet effet « retard » qui correspond à une prolongation de l'incertitude de la meilleure voie technologique sur la période. Ensuite, si on observe des influences indirectes citées précédemment, en dessous de 20% de subvention, on n'observe pas de percée de la technologie favorisée spécifiquement. Finalement, sur des prix du carbone haut, la percée de la solution ne se fait pas, les coûts d'opérations et les émissions résiduelles du CCS ne permettant pas d'atteindre la compétitivité.

Valeur d'une technologie de transition (« *bridge* »)

Les technologies dites bridge, permettent de créer des étapes de transition vers des solutions bas-carbone. A ce titre, dans notre modèle d'options réelles elles sont valorisées : elles permettent de diminuer le risque d'avoir un fort capital échoué en cas de renversement de tendance du prix des commodité, et de s'adapter à la valeur présente en limitant les paris sur les valeurs futurs.

Toutefois, des débats portent sur l'intégration de ces solutions dans des dispositifs de soutien à la décarbonation, et notamment sur les incertitudes suivantes :

- Quelle conséquence si la transition de la technologie « *bridge* » vers la technologie bas-carbone est plus chère qu'anticipée et les risque de verrouillage « lock-in » associés
- Quel est le coût des émissions résiduelles pendant l'utilisation de la technologie bridge, et donc la valeur apportée à la transition par cette technologie (qu'elle soit utilisée ou non)

En effet, une technologie « *bridge* » peut ne pas être mobilisée dans un SMO, mais diminuer et orienter le choix technologique finale car elle aura diminué le coût d'une trajectoire technologique particulière dans des contextes averses qui ne se sont pas réalisés.

Le SMO peut particulièrement cacher de telles dynamiques, d'où la mobilisation de l'analyse plus directement des VAN et probabilité de choix, issus directement de l'étape de reconstitution des arbres logiques.

Trois scénarios sont alors mobilisés :

- **Normal** avec les possibilités de transition classique explicitées jusqu'alors
- **No Bridge** : Il n'existe pas de flexibilité charbon/biomasse, les seules solutions accessibles sont les solutions bas carbone ou d'amélioration incrémentales disponibles en 2020. Nous supprimons donc les principales technologies « *bridge »* et nous nous plaçons dans un système où des CAPEX important sont nécessaires pour franchir la marche de la transition en une seule fois. Ceci correspond à la fois à un scénario extrême pour servir de contrefactuel et évaluer la valeur des technologies « *bridge »*, mais également pour envisager des dispositifs réglementaires, ou des aides à l'investissement extrêmement ambitieuse qui soutiendrait uniquement les projets de rupture.
- **Dead-End** : aucune possibilité de transition depuis un actif au gaz fossile ou l'ensemble des solutions biomasse et CCS non finales. Ce scénario permet de déterminer la valeur intrinsèque de ces actifs, en excluant leur valeur de transition.

Ainsi on peut déterminer la répartition de la valeur d'un actif de transition entre sa valeur intrinsèque avec le scénario Dead-End, et la valeur résultante, qui est celle de réduire le coût des solutions finales.

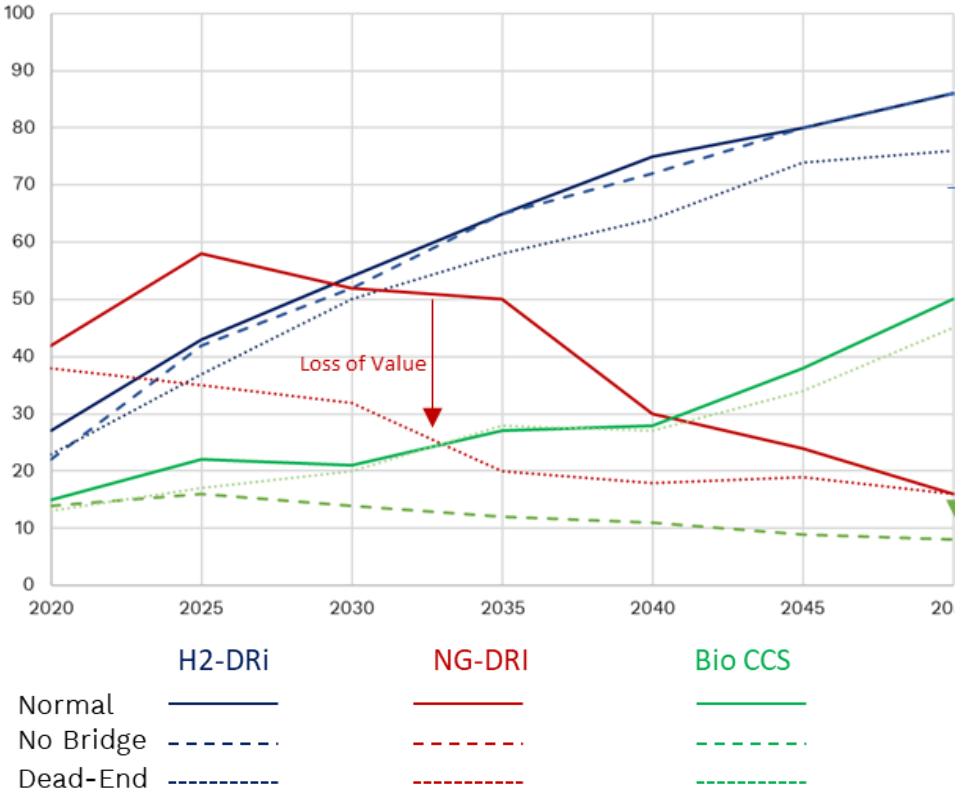


Figure 102 Valeur de chaque actif à chaque pas de temps en fonction des possibilités de transition retenue

Sur la Figure 102, on peut observer l'évolution de la valeur moyenne de chaque catégorie d'actif au cours du temps pour un scénario médian. On peut observer plusieurs dynamiques que nous détaillons ci-dessous :

- La valeur des actifs de transition diminue fortement dans un scénario *Dead-End* : on détermine la part de leur valeur qui est lié au terme de continuation dans la formule de Bellman. Les actifs au gaz et à la biomasse ne sont toutefois pas affectés de manière similaire. Les solutions reposant sur le gaz voient leur valeur de continuation représenter une part importante de leur valeur sur la période 2020-2040, tandis que les solutions biomasse voient cette part augmenter progressivement depuis 2025. On observe ici la différence entre l'éventail de solutions biomasse et les apports de la flexibilité managériales charbon/biomasse pour les solutions biomasse, qui sont des mauvais compromis technico-économiques intrinsèque comme solutions de long-terme, avec les solutions gaz qui ont un modèle d'affaire pertinent jusqu'en 2040, mais dont la faisabilité dépend toutefois de la valorisation future de ces actifs dans des solutions bas-carbone pour les prolonger au-delà.
- En 2050, il n'y a plus de différences de valeur entre une technologie Gaz avec et sans transition possible. En effet dans les deux cas, cette solution n'est plus performante économiquement vis-à-vis des contraintes carbones.

- La valeur de la solution finale hydrogène-DRI n'est impactée que marginalement par ces différents scénarios, les revirements technologiques étant limités dans cette simulation par des limitations budgétaires.

Toutefois, l'analyse en valeur, si elle est éclairante, est fortement limitée car elle correspond à une moyenne sur l'ensemble des états. Ainsi on prend en compte des états qui ne sont pas nécessairement atteignables, notamment au vu des contraintes de budget.

Une autre représentation possible, est via l'analyse des probabilités d'avoir un actif à chaque instant, représenté sur la Figure 103. On est alors sur le versant probabiliste du SMO, et l'analyse est alors bien restreinte à l'ensemble des états atteints, l'analyse se faisant sur l'ensemble des trajectoires.

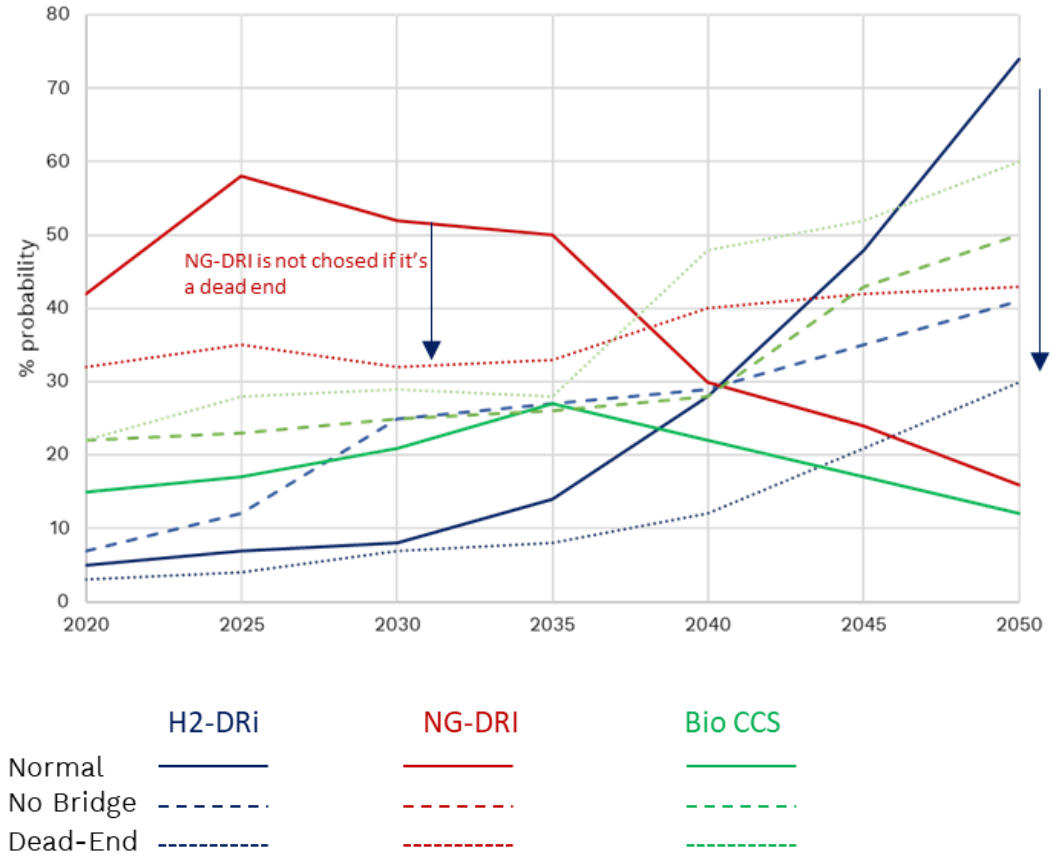


Figure 103 Valeur de chaque actif à chaque pas de temps en fonction des possibilités de transition retenue

Cette vision permet de mettre en valeur d'autres dynamiques encore non explicités :

- L'absence de technologie « *bridge* » a un très fort impact sur la possibilité d'investir dans des hauts fourneaux bas-carbone. On passe de 92% à seulement 51% en 2050 en réduisant les possibilités d'évolution. On peut ainsi avoir des éléments sur l'aspect

facilitant de la transition de ces technologies dans le contexte actuel. Nous avons alors augmenté les trajectoires de prix du CO_2 jusqu'à atteindre dans un contexte Dead-End les mêmes réductions de CO_2, visible dans le Figure 104.

	Cout total de production (Mds€)		**Emissions de CO_2 (Mt CO_2)**	
Valeur ETS 2050	Normal	Dead-End	Normal	Dead-End
ETS @200€/t	*110*	*150*	*140*	*330*
ETS@250€/t	*136*	*178*	*120*	*275*
ETS @350€/t	*142*	*195*	*87*	*150*

Figure 104 Résultats de la modélisation : coût total de production et émissions de CO_2 sur la période 2020-2050

Il faudrait ainsi modifier la trajectoire de prix du CO_2 de 150€/t CO_2 en 2050 pour atteindre les mêmes émissions carbones cumulées (seulement 75€/t CO_2 si on ne vise que l'intensité carbone 2050). Ceci occasionnerait alors un surcoût de production de 9% sur la période. Ce surcoût est lié à des trajectoires technologiques sous-optimales et à l'utilisation d'actifs polluants tardifs sous des fortes contraintes carbone le temps d'atteindre un seuil de rentabilité (« *break-even* ») associé à des fenêtres technologiques.

Design du marché ETS

Nous pouvons également tester d'autres propositions de modification du design, avec l'introduction d'un cap et d'un floor sur le marché du CO_2. Ceci se rajoute comme une étape de traitement à la suite du tirage des prix du CO_2 et n'influence donc pas en retour les commodités qui lui sont corrélées. On modélise ici donc un comportement type *Contract for Difference* (CfD) qui serait appliqué à certaines industries ou certaines usines spécifique pour soutenir leur décarbonation. En choisissant un prix cible du CO_2 de 300€/t CO_2 en 2050, nous menons cette analyse de sensibilité sur le parc 2035, le parc 2050 étant majoritairement avec des unités H2-DRI avec ce paramètre (cas d'un actif sur la Figure 93)

On observe plusieurs dynamiques :

- Un floor à moins de 200€/t CO_2 ne permet pas de déclencher un investissement dans une solution hydrogène à très court terme. En 2035, la solution NG-DRI constitue une solution de référence avec des prix plancher supérieurs à 100€/t CO_2, mais avec trop d'incertitudes pour sécuriser un investissement hydrogène, en tampon entre les solutions incrémentales et hydrogène.
- Un risque important d'avoir des actifs dans une conversion inachevée BIO/CCS avec un floor moyen s'il y a un cap. La transition serait alors forcée par ce prix plancher anticipé, mais avec des incitations trop faibles pour permettre sa réalisation. La solution CCS+

est déjà envisagée si les plafonds du prix du CO_2 sont suffisamment importants pour profiter de la grande flexibilité opérationnelle qui profite d'un écart important entre prix plancher et prix plafond.

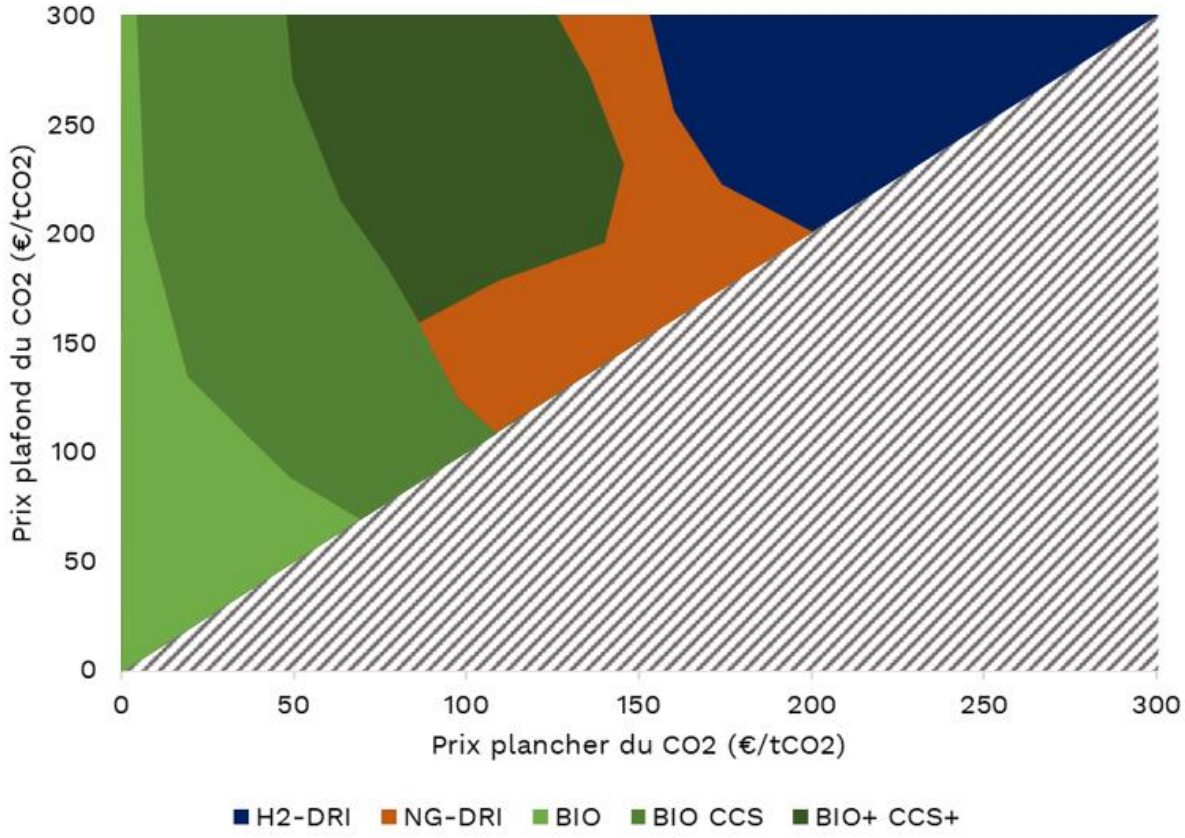


Figure 105 Sensibilité du parc 2035 à un niveau de cap/floor sur le marché ETS

D. Conclusion

La méthodologie présentée ici offre un outil d'analyse robuste pour une évaluation financière rigoureuse et sophistiquée des décisions d'investissement et représente une contribution importante à la littérature sur l'évaluation du risque de transition d'une industrie à forte intensité de capital. Nous avons établi un cadre analytique pour étudier les décisions d'investissement des entreprises dans le cadre du système communautaire d'échange de quotas d'émission et, finalement, pour explorer des scénarios sur la manière dont le système communautaire d'échange de quotas d'émission modifie les choix d'investissement et le calendrier dans l'industrie sidérurgique européenne. L'objectif de ce modèle est de guider les décideurs politiques dans l'identification des points de déclenchement et des leviers pour modifier les résultats de la politique climatique, en analysant les défis de la mise en œuvre de véritables politiques climatiques tout en passant de l'optimisation du système énergétique mondial.

Le cadre s'appuie sur l'approche des options réelles pour prendre en compte plusieurs caractéristiques intéressantes (incertitude des prix du carbone et de l'électricité, flexibilité dans les choix d'investissement et le calendrier, affectation des dépenses d'investissement, investissement progressif, évaluation de la flexibilité opérationnelle). Nous avons expliqué les avantages du recours à l'approche des options réelles par rapport à l'utilisation d'un modèle déterministe traditionnel d'actualisation des flux de trésorerie. Nous modélisons les prix stochastiques du carbone et de l'électricité sur la base de données historiques et d'objectifs de prix fixés par les analystes du marché. Le cadre analytique que nous avons développé contribue à la littérature en incorporant l'affectation des dépenses en capital, en ajoutant une contrainte budgétaire au modèle d'optimisation de la programmation dynamique. Le modèle reproduit ainsi mieux la prise de décision d'investissement des entreprises que dans une perspective de simulation. Il a été démontré qu'il était possible d'inclure des valeurs d'investissements progressifs dans un formalisme d'analyse en options réelles classique en adaptant l'ordre de la régression polynomiale.

Nous montrons que la volatilité des prix du carbone, considérée avec un objectif fixe pour 2050, a un fort impact sur les décisions d'investissement et pourrait augmenter considérablement les émissions cumulées en retardant les investissements dans des actifs compatibles avec un bilan net nul. Le cadre commun de la VAN avec des prix déterministes considère qu'un objectif de 200 €/t de CO_2 en 2050 devrait suffire à motiver un investissement dans une aciérie à l'hydrogène, mais comme ce seuil de rentabilité pourrait être atteint trop tard, de nombreux hauts fourneaux auraient déjà été remis en état à ce moment-là. Ces analyses prévoyaient soit une forte demande de charbon en 2050, soit un passage rapide à l'acier à l'hydrogène. Il s'agit donc d'un mécanisme de type "le gagnant emporte tout" qui laisse peu de place à la compréhension des défis des phases de transition. Notre travail montre qu'en tenant compte des investissements composés, un taux élevé d'usines d'hydrogène est atteignable si les incitations à long terme sont clarifiées, en particulier pour les grands groupes qui ont tendance à diversifier leurs actifs dans les situations risquées. Néanmoins, l'augmentation de la volatilité du prix du CO_2 peut entraîner un verrouillage du charbon par des investissements dans l'efficacité énergétique au lieu d'investir dans des technologies de pointe. Cette situation peut être partiellement surmontée grâce au piégeage et au stockage du carbone ou à l'utilisation de la biomasse, mais elle se traduirait par une multiplication par 2 ou 3 des usines sidérurgiques fortement émettrices en 2050, et par 3 à 6 fois plus d'émissions de CO_2 entre 2020 et 2050.

La réduction du gaz naturel est une technologie de transition vers l'hydrogène, qui rend l'investissement moins coûteux dans un environnement incertain, moins risqué et avec un risque d'actifs échoués plus faible car il y a moins d'options opérationnelles. D'autres technologies, comme la biomasse ou la mise en œuvre de l'efficacité énergétique, sont appréciées de manière très positive dans un environnement incertain, car elles sont

polyvalentes, mais elles peuvent également entraîner un verrouillage de la décarbonation à mi-parcours en limitant le budget pour les investissements ultérieurs. Enfin, la bonne combinaison d'aides publiques sous forme de CfD et de subventions CAPEX varie considérablement en fonction de la limitation du capital et de la volatilité du CO_2. Le CfD devrait représenter entre 60 et 70 % du régime de soutien public si la volatilité est supérieure à 10 %. Dans tous les cas, le CfD a la particularité d'être très rentable par rapport aux subventions CAPEX qui, dans certains environnements à forte volatilité, sont associées à un coût social du carbone élevé et à un effet d'aubaine. Les politiques de décarbonation peuvent interagir et affecter très différemment l'industrie avec des effets d'aubaine probables.

La décarbonation de l'acier européen nécessite des signaux à long terme pour planifier efficacement la transition : marchés du CO_2, prix des matières premières, technologies et politiques. Cette approche pourrait être associée à une représentation de la dynamique de diffusion et des effets d'apprentissage qui pourrait compléter la modélisation du risque de transition. De même, l'interaction entre les risques et le marché doit faire l'objet de recherches plus approfondies, car les décisions d'investissement et les incertitudes révélées auront d'importantes répercussions sur le prix du carbone : augmentation de la demande, mais aussi création d'un grand nombre de revenus provenant de la vente aux enchères des crédits qui pourraient être réinvestis. Ceci est particulièrement important étant donné l'importance des émissions de l'acier sur le marché ETS. Les politiques et les défaillances du marché sont des questions très pertinentes à étudier pour mieux comprendre les interactions entre choix de court terme (avant 2030), et atteinte des objectifs climatiques. Toutefois leur modélisation nécessite un cadre d'étude sophistiqué sollicitant notamment des modèles hybrides.

La décarbonation profonde de l'industrie est un défi majeur qui s'étendra sur plusieurs décennies. L'utilisation des options réelles comme outils prospectif peut aider à concevoir des politiques efficaces à long terme et surtout à les mettre en œuvre. Cette approche demande de passer d'une approche de l'investissement de coûts d'amortissement à l'étude des effets dynamiques afin d'éviter efficacement les effets d'aubaine, l'immobilisation ou les actifs échoués. Il conviendrait de répliquer ces travaux pour identifier les flexibilités opérationnelles qui existent dans chacun des secteurs industriels, et qui peuvent faciliter la transition, tout en augmenter des risques de lock-in. Ce type d'approche peut être utile aux décideurs politiques pour évaluer les demandes du secteur de l'acier, à savoir si les modifications de la politique mettent en danger les décisions d'investissement ou érodent fondamentalement les bénéfices sur une base acceptable pour garantir un potentiel plus faible d'émissions bloquées dans l'atmosphère.

4. Impacts sur le financement de l'arrivée d'un procédé industriel décarboné et d'un contrat carbone pour différence (CCfD)

Nous avons vu dans le chapitre précédent une extension possible de l'indicateur VAN en modélisant de façon explicite les interactions entre la volatilité de certaines commodités et les risques de transition. Toutefois, cette analyse est spécifique à la situation de la sidérurgie et des solutions incrémentales envisagées. Nous cherchons désormais à étendre la perception du risque à d'autres secteurs, pour aller au-delà des limites de l'indicateur VAN sur un nombre plus importants de secteurs, et ainsi corriger le caractère optimiste des modélisations sur la facilité à passer à une nouvelle technologie. Il convient ainsi de se pencher plus en détail sur les indicateurs financiers mobilisés pour considérer un projet de décarbonation. En explicitant le risque perçu pour un projet industriel en prenant en compte la volatilité du prix de production (qui dépend des intrants décarbonés utilisé) et la volatilité du prix de vente (qui dépend de la technologie price-setter sur le marché, polluante dans un premier temps), nous pourrons en tirer la structure de financement associée, et donc le coût réel perçu. Cette modélisation permettra de représenter des effets d'inertie importants de la part des industriels : tant que le prix du marché du bien industriel sera fixé par des biens carbonés, il sera risqué d'avoir des coûts de production qui dépendent d'énergie dont les prix évoluent différemment. Ainsi le risque est maximal pour les nouveaux entrants qui arrivent comme price-taker sur un marché de biens polluants. Ce cadre de modélisation permettra également de modéliser l'impact des contrats pour différence (CfD), dispositifs réglementaires très étudiés pour accompagner ces projets novateurs.

La structure de financement est considérée comme un proxy efficace du coût du projet, car si en principe, les projets de décarbonation pourraient également être financés dans le cadre d'un financement d'entreprise (comme mobilisé dans le chapitre 1), plusieurs raisons amènent les développeurs de projets à opter plutôt pour un financement de projet (Steffen et al., 2018). Plus précisément, cette décision peut être liée à des raisons concernant le risque du projet. Les investissements précoces dans les technologies bas carbone présentent des risques et des revenus distincts de ceux de l'activité principale, ce qui peut entraîner une contamination des risques (Est et al., 2003) de l'activité existante. En l'absence de politiques de réduction des risques, l'effet de "contamination des risques" de l'activité existante peut conduire les promoteurs à isoler le risque de leur activité principale en choisissant une structure de financement de projet. Par ailleurs, bien que les formes de financement soient importantes dans la pratique (Steffen, 2018), les raisonnements seront les mêmes dans le cadre de la finance d'entreprise, car les investisseurs devront toujours tenir compte du caractère risqué de l'investissement, ce qui conduit même à un coût de financement identique selon le théorème de Modigliani-Miller (Modigliani, 1958). Ainsi notre modélisation sous la

forme de financement de projet serait une approche (et fournirait un bon proxy) pour estimer les freins et leviers au développement de projets. Ainsi, sur la base de pratiques stylisées de financement de projets (Gatti, 2008 ; Richstein et al, 2022), nous développons un modèle analytique pour évaluer les coûts de financement des contrats carbone pour différence (Carbon Contract for Difference, CCfD) et des prix planchers du carbone. Ce cadre d'analyse est appliqué tant que le projet a des flux de revenus et de coûts suffisamment stables pour être, au moins en partie, financé par de la dette. À un niveau de risque plus élevé, le modèle est étendu en estimant les primes de risque associés à l'utilisation de fonds propres en utilisant une approche de valeur conditionnelle à risque (CVaR) basée sur une simulation de Monte-Carlo des cash-flows. Cette prime de risque dans l'hypothèse de capitaux propres purs peut également être interprétée comme une approximation d'autres structures de financement, telles que les combinaisons de dettes et de capitaux propres avec des primes de risque sur la dette, ou le découpage de sous-projets en réalité finançable par de la dette

A. L'intérêt de modéliser l'impact des contrats pour différence (CfD)

Comme étudié dans le premier chapitre, les contrats Carbone pour Différence (CCfD) garantissent aux investisseurs des revenus stables provenant des réductions de leur émissions carbone. Lorsque les prix du carbone sur les marchés ou reflétés dans les matériaux sont inférieurs au prix convenu dans le contrat (c'est-à-dire le prix d'exercice dans le contrat), le gouvernement paie la différence pour chaque tonne d'émissions réduites par rapport au prix convenu dans le contrat. Lorsque les prix du carbone sur les marchés ou reflétés dans les matériaux sont inférieurs au prix convenu dans le contrat (c'est-à-dire le prix d'exercice dans le contrat), le gouvernement paie la différence pour chaque tonne d'émissions réduites par rapport à la technologie traditionnelle. En échange, lorsque le prix du carbone dépasse le prix du contrat, le projet peut rembourser la différence au gouvernement. Étant donné que de nombreux projets industriels innovants nécessitent des prix du carbone dépassant les niveaux actuels, l'éligibilité serait restreinte aux technologies s'inscrivant dans des trajectoires bas-carbone de long terme. Ce concept est en cours de mise en œuvre en Allemagne (BMU, 2021) et est envisagé par l'Union européenne et plusieurs États membres. De même, les Pays-Bas ont déjà mis en œuvre le programme SDE++, qui est comparable aux CCfD, mais qui est mis en œuvre sous la forme d'une option de vente unilatérale spécifique au projet (c'est-à-dire un prix plancher spécifique au projet, qui garantit les projets contre les prix bas mais n'inclut pas de remboursement au gouvernement en cas de prix du carbone élevés). Les garanties gouvernementales sur des prix du carbone ont été étudiées pour résoudre le problème de crédibilité long terme des gouvernements, avec des propositions de contrats carbone (Hepburn et al., 2007). Ainsi, les CCfD émis par les gouvernements ont été considérés comme des moyens de montrer l'engagement envers le marché du carbone et de stabiliser les prix du carbone (Chiappinelli et al., 2020; Isner et al., 2009; Zachmann et al., 2013). Plus généralement, offrir des garanties sur le prix du carbone a également été proposé comme un

moyen de soutenir les technologies de « décarbonation profonde » telles que le CCS (Groenenber et al., 2008; von Stechow et al., 2011). De même, les politiques en soutien aux énergies renouvelables ont démontré que la réduction des risques liés à ces investissements par le biais de cadres politiques stabilisant les revenus peut entraîner une baisse des coûts d'abattement des émissions de carbone, grâce à de meilleures conditions de financement (Egli, 2018; May, 2021). Différentes options de design de CCfD ont été étudiées (Gerres et al., 2020; Hauser et al., 2021; Neuhoff et al., 2019; Sartor et al., 2019; McWilliams et al., 2021), et les CCfD sont régulièrement considérés comme un élément utile d'une boîte à outils politique (Chiappinelli et al., 2021; Lofgren et al., 2021; Muslemani et al., 2021; Sutherland et al., 2020). Vogl compare de manière critique les CCfD avec la création de demande publique dans le contexte du secteur de l'acier et constate que les CCfD ont l'intérêt de permettre une commercialisation précoce alors que la création de marchés avec un premium vert entraine des risques supplémentaires et ne permet pas tenir compte de l'hétérogénéité des produits (mais peut être utile pour créer une demande internationale pour l'acier vert). Jeddi (2021) souligne que les Cfd permettent une couverture (*hedging*) sur les risques « dommages » (réévaluation de la valeur du carbone) et coûts variables, étant ainsi un instrument très propice pour des acteurs averses au risque. Chiappinelli et al.(2020) démontrent également que les CCfD améliorent la cohérence temporelle des stratégies d'offre de prix (*pricing*) du CO_2, notamment alors que les options de couverture (*hedging*) long-terme du prix du CO_2 sont peu nombreuses pour les acteurs (Newberry et al., 2019)

B. Méthodologie

Nous développons un cadre analytique général pour déterminer les niveaux de prix du CO_2 attendus nécessaires pour les investissements « bas carbone » qui peuvent être financés avec une part de dette (*bancable*), et nous quantifions et étendons les implications à l'aide d'une simulation numérique basée sur une approche de valeur conditionnelle à risque (CVaR). Nous utilisons des hypothèses communes de financement de projet pour modéliser les implications des coûts de financement de différents choix politiques (Pinto et al., 2017 ; Yescombe et al., 2013). Plusieurs études de cas sont proposées sur les secteurs de la sidérurgie, du ciment, aux engrais, et au verre (voir Tableau 16). Ce sont des secteurs très polluants, qui proposent des biens similaires à des commodités, échangés sur des marchés avec une faible différenciation, et dont les premiers biens verts seront donc en concurrence directe avec les biens polluants, sans possibilité de répercuter un premium. L'analyse est limitée à ces secteurs, où un mode de production privilégié des biens vert est déjà identifié, qu'il est donc possible de confronter à la principale voie de production actuelle.

Tableau 16 Technologies conventionnelles et innovantes considérées

Secteur	Technologie conventionnelle	Technologie innovante

Acier	Haut fourneau au charbon	H2- DRI
Engrais	SMR au gaz fossile	Hydrogène électrolytique
Verre	Four verrier au gaz	Four hybride électricité / hydrogène
Ciment	Usine semi-sèche	CCS Oxyfuel (90% captage)

Cette étude prolonge ainsi le modèle de la partie I, qui ne modélise aucun risque de transition et utilise uniquement des hypothèses de taux de financement issus de la littérature, en intégrant un risque.

Implémentation et utilisation d'une valeur conditionnelle au risque (« Conditionnal Value at Risk »)

Pour analyser l'effet des CCfD sur les décisions d'investissement dans les technologies bas carbone dont les dépenses opérationnelles (OPEX) et les dépenses d'investissement (CAPEX) sont plus élevées que celles des technologies conventionnelles, notre modèle se construit sur les pratiques de financement de projets (Gatti et al., 2008). Des compromis risque-rendement similaires existent pour les projets financés par des entreprises. Dans notre formalisation, nous déterminons quelles conditions de financement (en termes de parts de dettes et de capitaux propres) sont réalisables compte tenu de l'incertitude des prix des produits et du CO_2 émis, en présence (ou en l'absence) de CCfD et de prix planchers du carbone. Nous analysons le niveau nécessaire du prix du CO_2 pour permettre les investissements dans une technologie bas carbone, lorsque la technologie conventionnelle continue à fixer les prix. Le modèle tient compte de trois conditions nécessaires au financement d'un projet d'investissement :

- **Exploitation** : Les entreprises n'exploiteront le nouveau procédé que si les recettes tirées des produits, y compris les économies réalisées sur les coûts du CO_2, sont suffisantes pour couvrir les dépenses d'exploitation.
- **Dette** : Les fournisseurs de dette et d'obligations exigent une probabilité très élevée de remboursement de la dette et des obligations (Gatti et al., 2008) en échange de leur fourniture de capital à faible coût. Seule la part des revenus dépassant les coûts d'exploitation avec une telle probabilité peut être utilisée pour garantir la dette.
- **Seuil de rentabilité** : les entreprises n'investissent dans un projet que si les recettes du projet couvrent tous les coûts d'exploitation et d'investissement.

Le modèle théorique est mis en œuvre pour déterminer les trois éléments suivants :

1. Des prix du CO_2 garantis et en particulier les CCfD aident à atteindre le seuil de rentabilité nécessaire en sécurisant les flux de revenus de manière à augmenter la part de financement par dette possible,

2. Comme l'emprunt est moins coûteux que les fonds propres, l'amélioration du financement et des conditions opérationnelles réduit le prix du carbone auquel un projet est viable avec un CCfD par rapport aux prix planchers du carbone qui seraient nécessaires pour assurer la viabilité du projet.
3. Plus les coûts opérationnels supplémentaires sont élevés par rapport au coût d'investissement (annualisé par la dette), plus les planchers de prix du carbone (ou la réalisation de contrats carbone sous forme d'options de vente) doivent s'approcher des niveaux du CCfD pour permettre le financement des projets.

Le modèle de financement est décrit ci-après. D'autres modèles plus appliqués mais basés sur des principes similaires sont également utilisés dans l'industrie éolienne offshore notamment (Mora, 2019). Pour déterminer les prix du carbone nécessaires, nous supposons dans un premier temps qu'une usine conventionnelle fixe en moyenne les prix d'un produit, déterminant ainsi un scénario de prix moyen du produit. Ce faisant, nous faisons abstraction des cycles d'investissement étudiés dans la première partie et nous nous concentrons sur les différences de coûts à long terme entre les technologies. Néanmoins, nous intégrons l'incertitude à laquelle ces secteurs sont confrontés en estimant le scénario le plus défavorable de la différence entre le prix du bien vendu et à partir des coûts de financement et des parts d'endettement typiques de ces secteurs. Ceci est réalisé afin de déterminer le niveau de prix le plus bas auquel un investissement conventionnel dans une nouvelle usine peut encore rembourser sa dette.

Tableau 17 Notations du chapitre

α_D, α_E	Part de dette, part de fonds propres
$r_{D,} r_E$	Cout de la dette, cout des fonds propres
$p_{bien,t,i}$	Prix du bien dans le pas de temps t et la simulation i
$OPEX_{cv,t,i}, \Delta OPEX_{,t,i}$	OPEX de la technologie conventionnelle, différentiel de la solution innovante
d_{cv}	Part de dette pour la technologie conventionnelle
$\varepsilon_{cv}, \varepsilon_{in}, \Delta\varepsilon$	Facteur d'émission pour la technologie conventionnelle, innovante, delta d'émissions
$I, \Delta I$	Coût d'investissement pour la technologie conventionnelle, incrément pour la solution innovante

Pour parvenir à une solution, nous résolvons l'investissement annualisé, en utilisant des ratios de dette et des capitaux propres, qui tiennent compte à la fois de l'amortissement sur la durée de vie du projet, ainsi que du coût de la dette et du coût des capitaux propres :

$$\alpha_D = r_D * \frac{(1+r_D)^T}{(1+r_D)^T - 1}$$

Le taux d'intérêt de la dette est généralement inférieur au rendement de l'investissement. Ceci est lié à des processus de sélection adverse, le taux d'intérêt étant utilisé comme outil de sélection avec donc un rationnement du crédit (Stiglitz, 1981). Nous supposons que le coût de la dette et le coût des capitaux propres sont constants et que leurs parts respectives déterminent le coût global du capital. Bien qu'il s'agisse d'une simplification de la réalité, cette hypothèse est raisonnable, car le risque relatif pris par les deux parties est constant dans les limites du modèle, tandis que le niveau de risque global est représenté par la part de la dette et des capitaux propres (plus le niveau d'endettement est élevé, plus le risque global est faible, et plus le CMPC diminue en conséquence).

En l'absence d'un prix du CO_2, le prix d'un bien est déterminé par le coût de la technologie de référence (dans l'équilibre à long terme, la condition de rentabilité doit considérer les coûts d'investissement et d'exploitation, ce que nous verrons dans un deuxième temps) :

$$p_{bien,t,i,noCO_2} = c_v + I * (d_{cv} * \alpha_D + (1 - d_{cv}) * \alpha_E$$

Lorsque l'impact des prix du carbone est pris en compte, le prix d'équilibre du marché intègre le coût des émissions de carbone, sur la base de l'intensité des émissions de la technologie conventionnelle :

$$p_{bien,t,i} = p_{bien,t,i,noCO_2} + \varepsilon_{cv} * p_{CO2,t,i}$$

Le prix du bien dans le cas le plus défavorable est déterminé par des revenus correspondant au financement de la dette de la technologie conventionnelle. Ainsi, dans le cas le plus défavorable, le prix du bien est celui à la limite duquel les producteurs conventionnels seraient à la limite de leur capacité de remboursement de dette, ils seraient à la limite de la faillite.

$$\min_{t,i} p_{bien,t,i} = OPEX_{cv,t,i} + I * d_{cv} * \alpha_D$$

Les trois conditions décrites précédemment deviennent ainsi :

- L'investissement doit être profitable avec les ratios de dette et de capitaux propres obtenus. Cette profitabilité est nécessaire sur la durée de vie du projet. Soit :

$$\mathrm{E}_i[\sum_{t\in lifetime} \varepsilon_{CV} * p_{CO2,t,i} - OPEX_{cv,t,i} + \Delta OPEX_{t,i} + \varepsilon_{in} * p_{CO2,t,i} + (I + \Delta I) * (d_{in} * \alpha_D + (1 - d_{in}) * \alpha_E) + p_{bien,t,i}] > 0$$

- Dans le pire scénario (par exemple combinaison d'un mauvais scénario de prix du carbone combiné à un mauvais scénario de prix du bien selon leur corrélations), l'industriel doit couvrir le remboursement de la dette et les dépenses opérationnelles (OPEX). Cette condition doit être remplie sur chaque pas de temps, ainsi dans un cas sans dette, il existe un effet d'option réelle de ne pas utiliser le procédé si le prix réalisé du CO_2 est trop faible pour couvrir le différentiel de coûts opérationnel.Toutefois, cela impact le taux d'utilisation des capacités, et donc résultera dans une surprime pour financer l'amortissement nécessaire du capital.
  $\forall t\ \forall i\ p_{bien,i,t} + \varepsilon_{CV} * p_{CO2,t,i} > OPEX_{cv,t,i} + \Delta OPEX_{t,i} + (I + \Delta I) * d_{BT} * \alpha_D$

Nous noterons $p_{good,WC}$ le prix du bien dans ce pire scénario.

- La part de dette doit être positive. La résolution donne alors, pour le prix minimal que doit prendre le CO_2, dans le cas d'un prix plancher :
  $$p_{CO2} = \min_{t,i} [\frac{\Delta I * \alpha_e}{\Delta \varepsilon} + \frac{\Delta OPEX_{t,i} * \alpha_e}{\alpha_D * \Delta \varepsilon} - \frac{* \alpha_e - \alpha_D}{\alpha_D} p_{plancher,CO2}]$$

Ainsi que la part de dette

$$d_{in} = \frac{I * \alpha_d * d_{cv} + \Delta \varepsilon * p_{PEX_{cv,t,i}+\Delta OPEX_{t,i}} - \Delta c_v}{\alpha_d * (I + \Delta I)}$$

Ainsi, seule la définition de deux scénarios de prix sont nécessaires : le pire pour déterminer la part de dette, et l'espérance des trajectoires pour déterminer si le projet est rentable, sans nécessairement connaitre la distribution sous-jacente.

Dans le cas d'un CCfD, le prix attendu du CO_2 et le prix minimal du CO_2 sont le même. On détermine ainsi aisément la part de dette :

$$d_{CCFD} = \frac{I * d_{cv} + \Delta I}{I + \Delta I}$$

On peut se placer dans un cas limite de financement du projet, avec une part de dette qui tend vers zéro. Dans ce cas on dérive le prix du CO_2 limite qui permet l'existe du projet comme :

$$p_{CO2,D=0} = \min_{t,i} (\frac{\Delta OPEX_{t,i} + \Delta I * \alpha_e * I * d_{CV} * (\alpha_e - \alpha_d)}{\Delta \varepsilon})$$

Ce prix du CO_2 est la somme de trois éléments : le surcoût lié au financement de l'investissement de base sur des fonds propres et non par la dette, le delta d'investissement nécessaire, financé sur fond propre ainsi que le différentiel de coûts opérationnels.

Ainsi, le prix plancher du carbone qui permet cet investissement, correspond au delta de coûts opérationnels moins la marge opérationnelle du producteur conventionnel dans le prix cas de prix du bien (qui pour rappel est donné par le prix qui permet le remboursement de sa part de dette).

$$p_{minCO2,D=0} = \frac{\Delta OPEX_{t,i} - I - \alpha_d * d_{CV}}{\Delta \varepsilon}$$

Ajoute d'une prime de risque

Lorsque les dépenses opérationnelles supplémentaires de la technologie de pointe sont élevées, que le prix minimum du CO_2 est bas et que le prix du produit est faible dans le pire des cas, les recettes ne sont pas suffisantes pour couvrir les coûts opérationnels et, par conséquent, tout niveau d'endettement. Dans ce cas, le projet n'est pas finançable dans le cadre d'un financement de projet, car les coûts opérationnels et les paiements de crédit ne sont pas suffisamment couverts. Dans ce cas, le risque supplémentaire ne peut pas être supporté par une réduction de la dette dans la répartition entre dette et capitaux propres, mais conduit plutôt à une augmentation du coût des capitaux propres. Nous adoptons une approche numérique de Monte-Carlo pour trouver itérativement le prix du CO_2 d'équilibre auquel le rendement supplémentaire est égal au risque supplémentaire et à l'augmentation du coût des capitaux propres.

Pour estimer le coût des fonds propres pour un investissement dans la technologie de rupture à différents niveaux de risque, nous utilisons un modèle de valeur conditionnelle à risque (CVaR). Nous continuons à représenter la dette, comme dans le modèle analytique. La CVaR est une fonction de risque cohérente (Artzner et al., 1999, Acerbi et al., 2002 ;). Elle a été largement appliquée pour représenter l'aversion au risque dans les modèles économiques, notamment dans le secteur de l'électricité (Ehrenmann et al., 2011). La CVaR limite l'évaluation de la rentabilité à une partie des pires réalisations, représentant ainsi une certaine aversion au risque.

$$VaR(VAN)_\alpha = \min\{x \mid P[VAN > x] > \alpha\}$$

$$CVaR(VAN)_\alpha = \mathrm{E}[VAN \mid VAN < VaR(VAN)_\alpha]$$

Nous utilisons une moyenne pondérée de la CVaR et de la VAN anticipée (toutes deux basées sur des réalisations stochastiques de la VAN, actualisées avec le taux sans risque, puisque le risque est représenté de manière endogène dans le modèle comme critère d'investissement, celui-ci devant être supérieur à zéro pour que la décision d'investissement soit positive.

$$IC_{VaR} = \beta * CVaR(VAN) + (1 - \beta) * E(VAN)$$

Nous calibrons le modèle CVaR sur le coût des fonds propres du secteur conventionnel. Pour ce faire, nous supposons que le paramètre a est égal à 15 % et nous calibrons le facteur de pondération β sur le coût de financement des fonds propres, opérant ainsi un raccord avec le modèle analytique pour le cas sans dette.

Étant donné que dans le modèle CVaR, la moyenne et le scénario le plus défavorable ne sont pas les seuls à entrer en ligne de compte (comme dans le modèle analytique), il est nécessaire de formuler des hypothèses concernant l'ensemble de la distribution des paramètres et des variables ayant une incidence sur les bénéfices. Nous utilisons alors le modèle stochastique développé dans la partie précédente pour le prix des intrants énergétiques et CO_2 qui permet de représenter l'ensemble des variables et leurs répartitions corrélées. Ainsi, pour chaque hypothèse de prix plancher du CO_2, nous réalisons un tirage de Monte-Carlo pour obtenir une répartition de la VAN du projet. Cette distribution permet d'obtenir le prix du financement sur fonds propres.

Paramétrisation

Les coûts de financement dans la première partie du modèle sont limités aux taux de la dette et des fonds propre ainsi que les ratios dette/fond propre moyen pour chaque secteur. Pour le modèle de CVaR, il faut utiliser les taux sans risque. Ceux-ci sont disponible via des estimations CAPM (Damodaran, 2020).

Pour le modèle CVaR, deux paramètres, notés a et b sont à calibrer. En supposant a = 15%, on déduit b pour obtenir le coût lié à un financement par capitaux propre dans le cas limite où il n'y a plus de financement de dette. Fixer le paramètre b permet un raccord entre le modèle analytique et le modèle CVaR.

$$IC_{var} > 0 \equiv p_{good} > OPEX + I * \alpha_e$$

$$IC_{var} = \beta * Cvar(N) + (1 - \beta) * E(N)$$

C. Résultats

Le modèle décrit précédemment permet pour les quatre secteurs considérés de réaliser des analyses sur l'impact des régulations CO_2. Nous prenons le cas d'un hypothétique prix plancher du CO_2 (unidirectionnel) où l'on viendrait garantir un prix du CO_2 selon la réalisation du marché pour les acteurs de technologies bas carbone. Le cas du CCfD nécessaire est un cas limite d'un prix plancher, correspondant à la situation où les revenus certains sont suffisamment importants pour permettre une part de dette qui assure l'intérêt économique du projet.

Les résultats empiriques sont représentés sur la Figure 106. On peut voir en fonction du prix plancher du CO_2, quel seront les revenus nécessaires pour réaliser le projet. La ligne rouge est déterminée par la condition de « *break-even »*, où les revenus doivent couvrir les coûts opérationnels et d'investissement. La ligne violette correspond aux revenus sûrs, et la ligne bleue aux OPEX. Ainsi, seule la différence entre les revenus sûrs et les OPEX (différence entre les lignes bleue et violette sur la figure) peut permettre de financer le remboursement de la dette. La différence entre les revenus (certains pour le bien et le CO_2, incertain pour le bien, issu de la différence entre le cas moyen et le pire cas de vente du bien) et la condition de *break-even*, permet d'identifier la part incertaine des revenus issu du CO_2 nécessaire pour que le projet ait lieu.

La situation représentée à l'extrémité gauche du graphique correspond à la limite de validité du modèle analytique, avec une part de dette nulle, qui correspond à un prix plancher du CO_2, où les revenus sûrs ne remboursent que les coûts opérationnels, le projet est alors uniquement finance sur fonds propres. La valeur supérieure du prix plancher correspond à l'atteinte d'une part nulle attendue des revenus incertains liés au CO_2 pour financer le projet. Ainsi, ce prix plancher correspond à un prix du carbone qui sécurise la réalisation du projet. Un CCfD avec ce prix du CO_2 réaliserait alors la structure de coût présentée, avec une sécurisation suffisante de revenus carbone pour permettre une part suffisante de dette qui en limitant les coûts du projet, le rendrait compétitif face aux technologies conventionnelles.

Au-delà de cette valeur limite de prix plancher du CO_2, ce sont d'autres incertitudes qui viennent limiter la part de dette. Ainsi, au-delà de ce prix, le projet se fera. La marge développée pourra soit être reversée vers l'Etat dans le cas d'un CCfD, ou correspondra à un effet d'aubaine pour un prix plancher unidirectionnel.

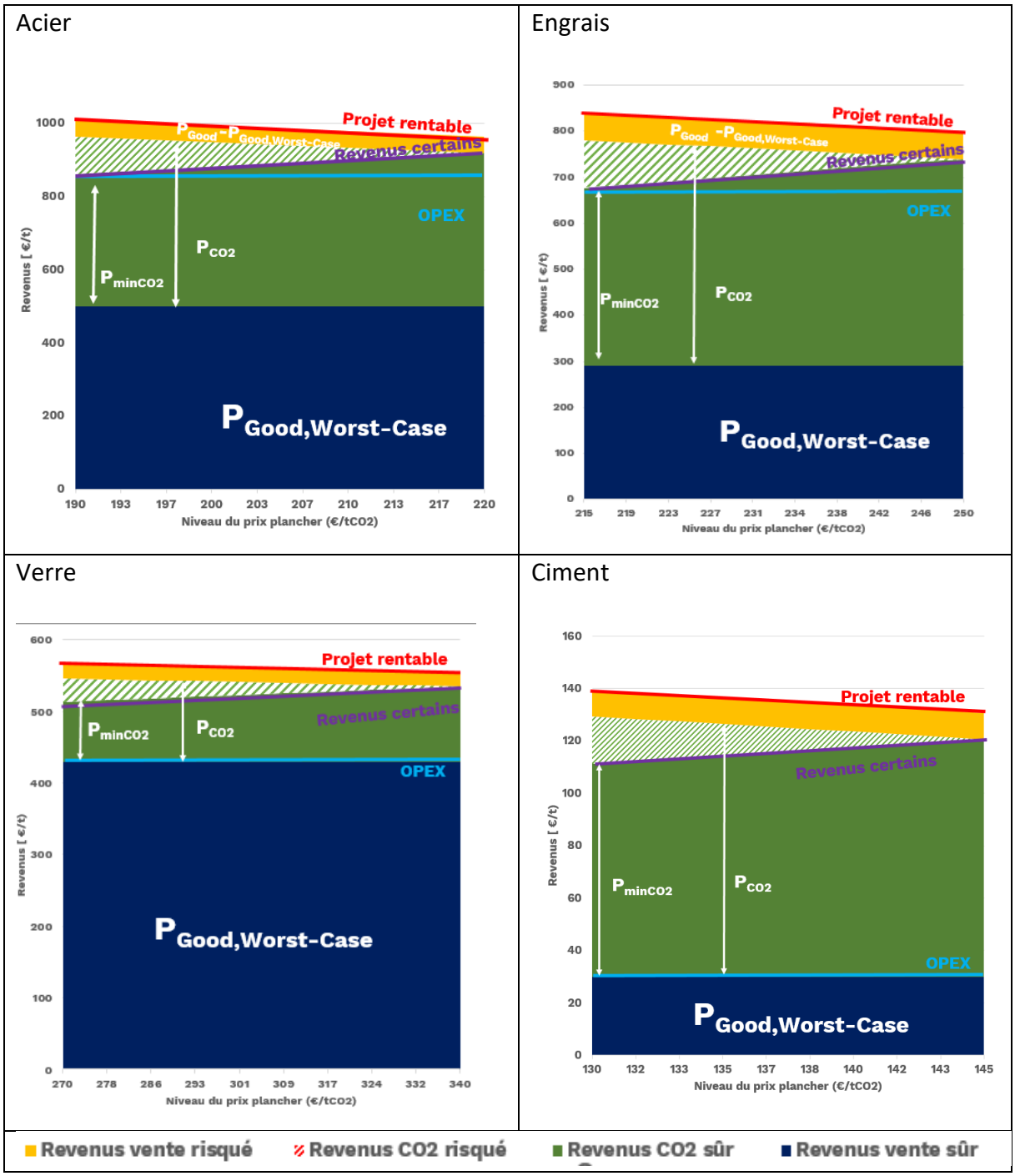


Figure 106 Répartition des revenus selon le prix plancher du CO_2

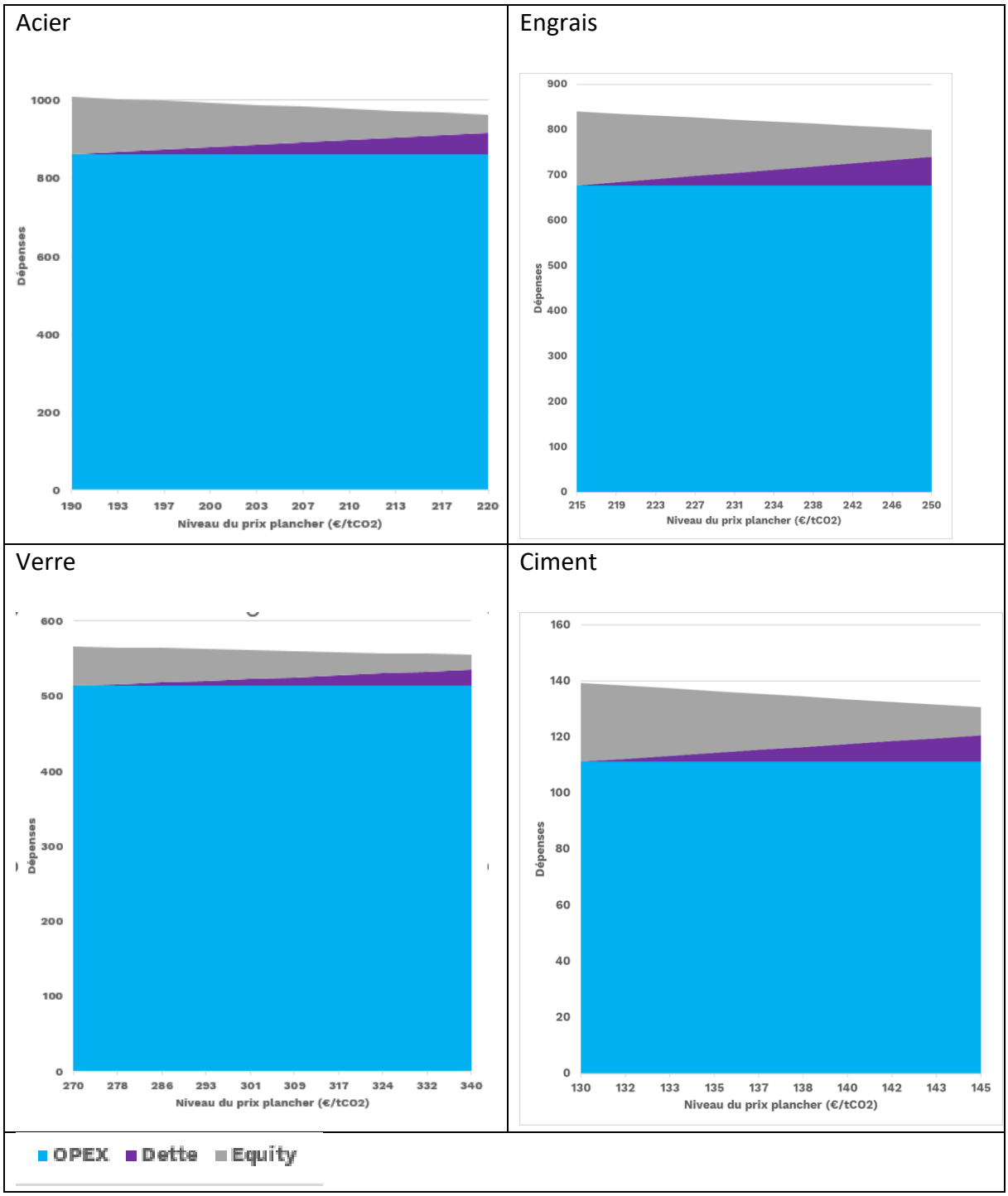


Figure 107 Répartition des coûts de production selon le prix plancher du CO_2 dans le cas analytique

Dans le cas d'un CCfD, les investissements incrémentaux par rapport à la solution conventionnelle peuvent être financés par de la dette (les revenus carbones nécessaires étant sûrs). La base d'investissement commune est couverte par la structure conventionnelle de financement du secteur.

Avec un prix plancher fixé à la limite basse de ce qui permet la sécurisation du projet (cas limite sans dette), les coûts de financements sont plus importants. Le financement du projet reste possible, car si la part de dette est plus faible que pour les projets conventionnels, ils nécessitent alors des prix du CO_2 attendus plus importants. Ceci est visible sur la Figure 109, la courbe bleu foncé correspondant au prix *break-even* du CO_2 dans le cadre analytique qui permet le projet.

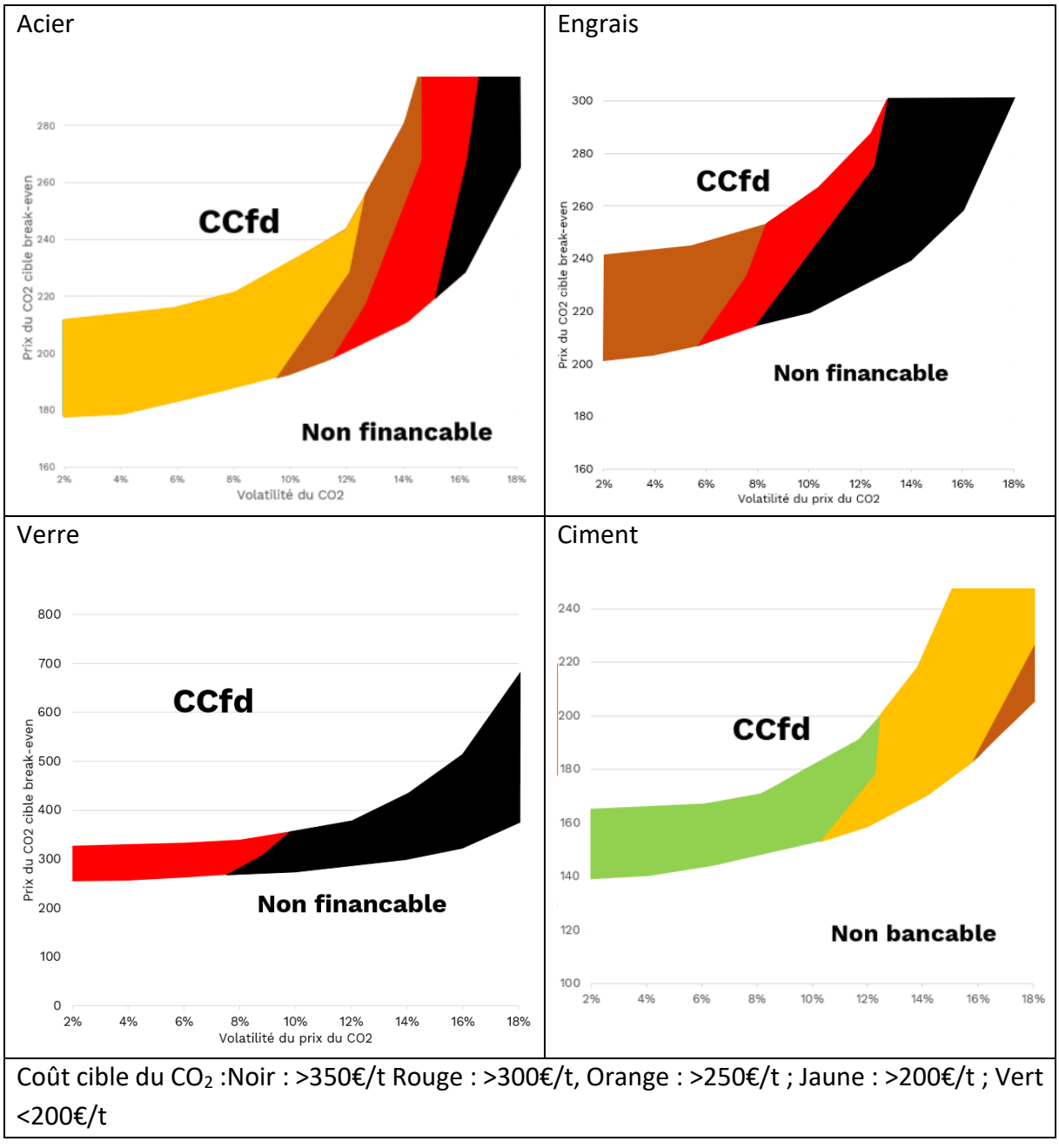


Figure 108 Coût du CO_2 cible nécessaire selon le prix plancher du CO_2 et la volatilité du prix du CO_2 dans le cas analytique

Les résultats présentés dans la figure 107 conduisent aux interprétations suivantes : à 12% de volatilité du prix du CO_2, le projet de sidérurgie est financé avec de la dette (« *bancable* ») avec un prix plancher minimum de 195€/t CO_2, correspondant à un coût d'abattement de 305€/t CO_2. Augmenter ce prix plancher jusqu'à 220€/t CO_2 permet de diminuer les coûts de financement pour arriver à un coût d'abattement de 240€/t CO_2.

Pour connaitre les prix du CO_2 nécessaires sans prix plancher du CO_2 et donc mesurer l'impact de cette mesure, il est nécessaire d'estimer la prime de risque associée au financement d'un projet sans dette. Pour cela, nous complétons le modèle analytique avec le modèle CVaR.

La Figure 109 représente pour chaque prix plancher du CO_2, quel coût moyen attendu du CO_2 permet la viabilité du projet. Ainsi, en passant sous le prix plancher correspondant à un financement sans dette, le prix nécessaire du CO_2 augmente de façon importante. Ceci est lié au risque associé à ces projets avec des revenus carbone incertains, qui permet d'estimer la prime de risque associées (visible sur le CMPC correspondant, en rouge). L'optionnalité offerte par l'absence de dette nécessitant des revenus certains, permet de stopper l'usine en cas de réalisation d'un prix du CO_2 trop faible pour couvrir le différentiel de coûts opérationnel. C'est cet effet qui fait apparaitre une légère diminution du coût correspondant au seuil de rentabilité (coût break-even) pour des prix plancher faibles. Cette sous-utilisation et ses surcoûts se traduisent dans le prix du CO_2 moyen attendu, et donc les coûts d'abattement, mais n'apparait pas dans le coût break-even du CO_2.

L'impact du financement sur la structure des coûts joue ainsi également sur un suramortissement du CAPEX (Figure 110) . En effet, en dessous d'un certain prix plancher du CO_2, le site industriel n'est pas forcément rentable (d'où le passage à un financement sans dette). Ainsi sur ces périodes, le site ne fonctionnera pas, avec la nécessité d'amortir l'investissement sur les autres périodes de fonctionnement.

Finalement, l'impact croisé des volatilités de l'électricité et du CO_2 met en lumière l'impact fort des environnements incertains qui doivent être compensés par des trajectoires bien plus importantes du prix du carbone pour permettre la mise en place des technologies innovantes (Figure 111). Dans le cas des engrais, l'effet combiné des deux volatilités impacte significativement ces niveaux, au vu de la forte hausse de demande énergétique nécessaire et l'apparition d'effets seuil qui détériorent rapidement la prime de risque associée. Dans le cas du verre et de l'acier, le profil est plus sensible au CO_2 qu'à l'électricité grâce aux gains d'efficacité par rapport à la solution conventionnelle. Dans le cas du ciment, la sensibilité à la volatilité de l'électricité est faible au vu de la relativement faible consommation du procédé, et faisant apparaitre peu d'effets combinés.

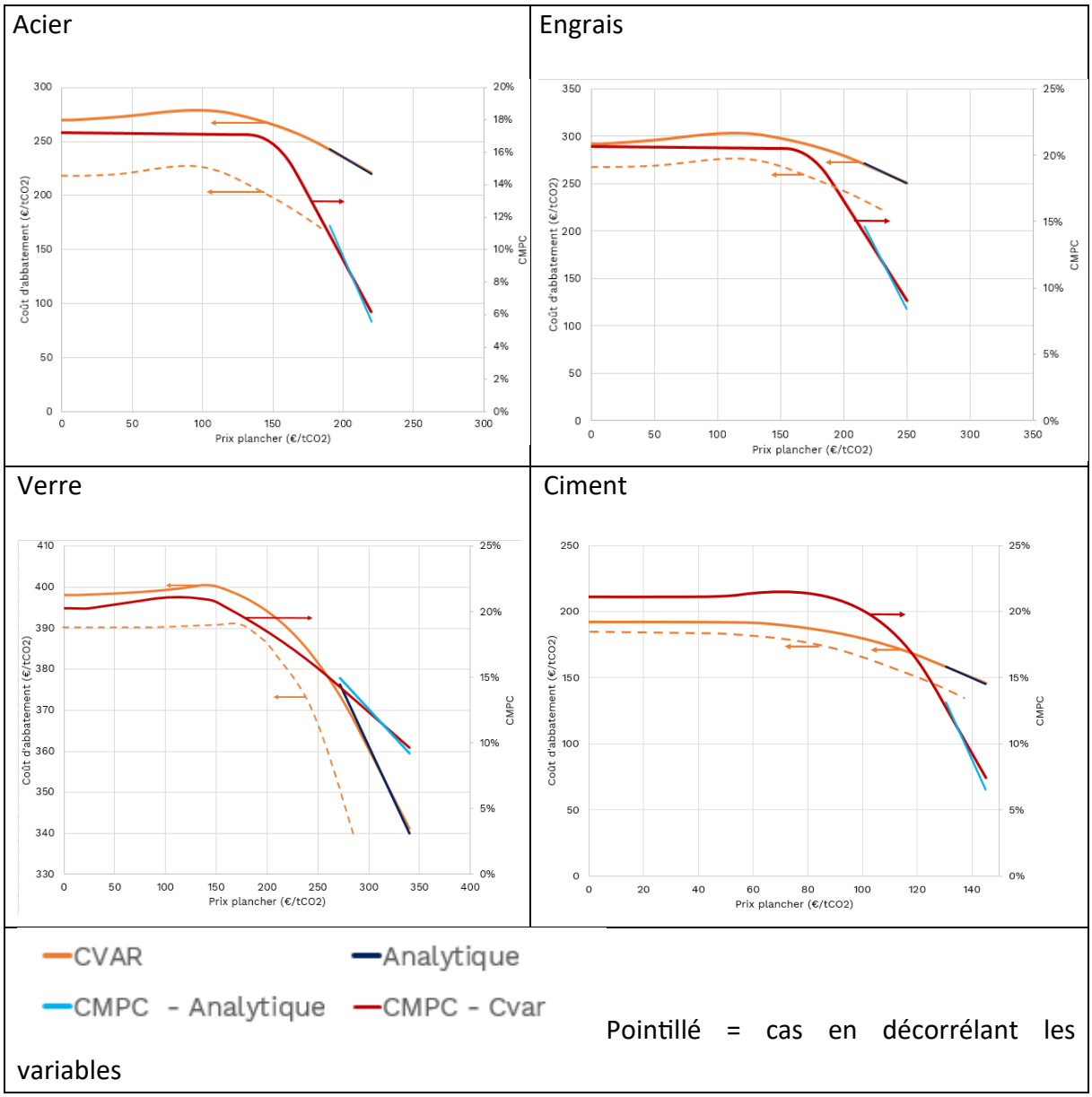


Figure 109 Coût du CO_2 break-even et CMPC implicite

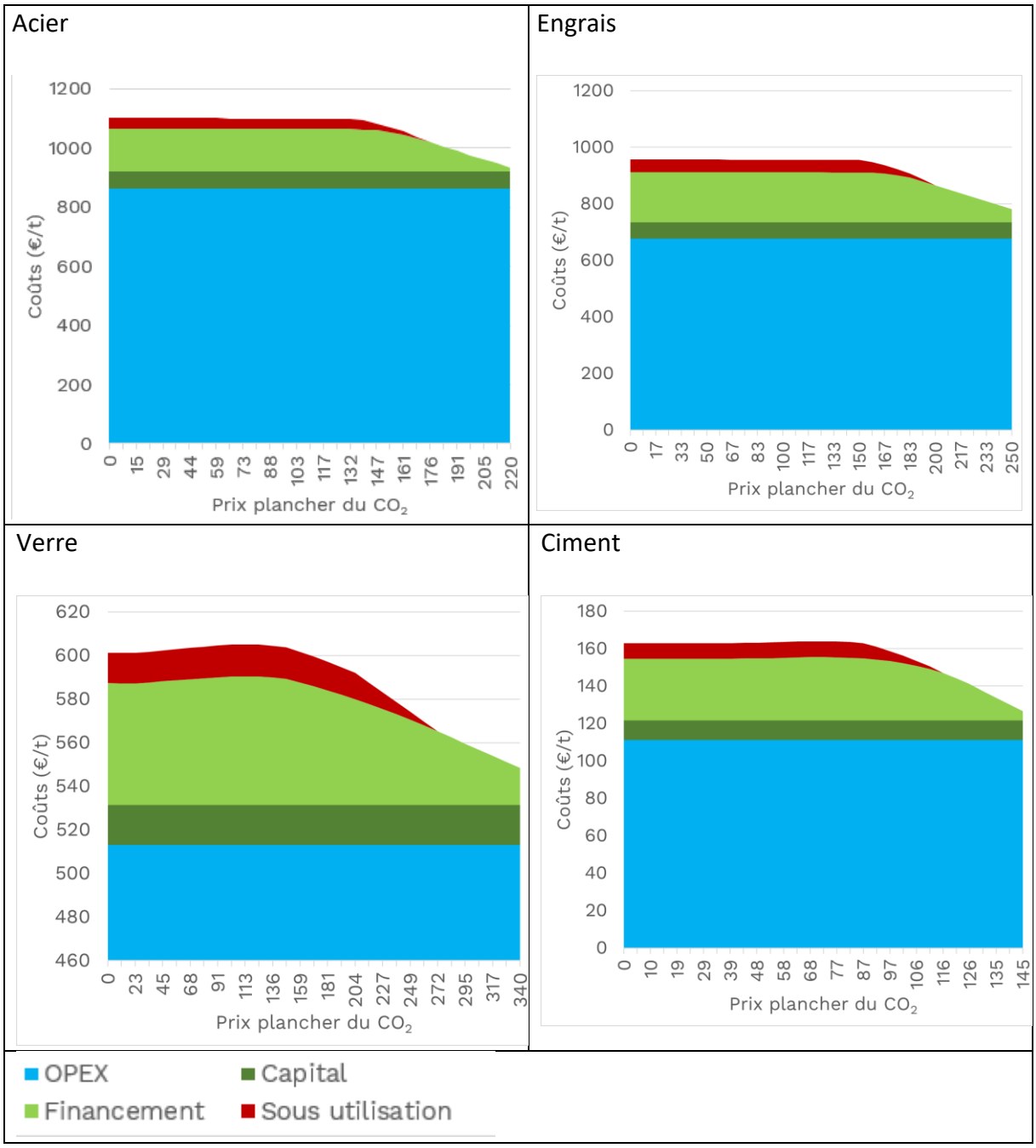


Figure 110 Répartition des coûts

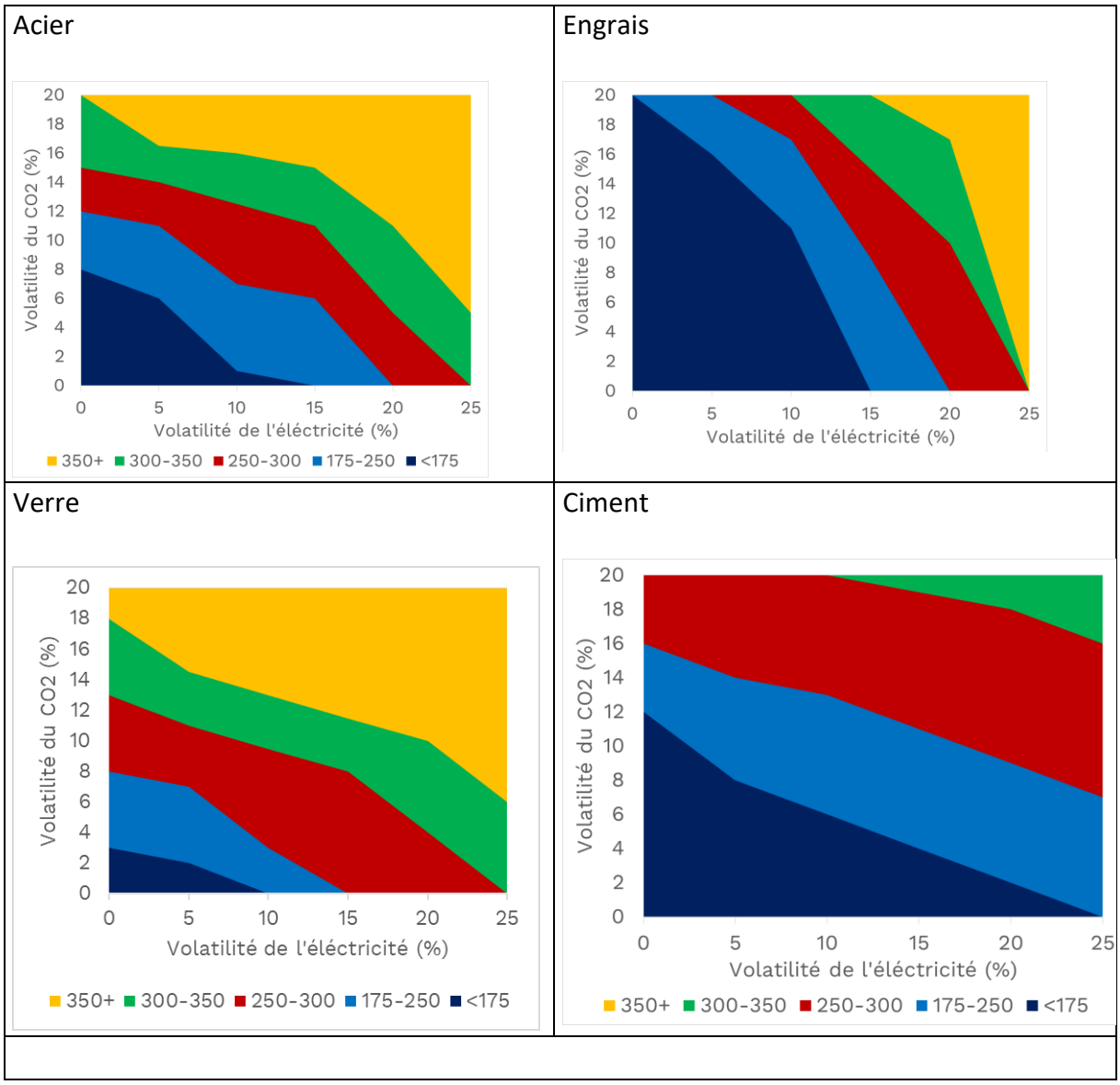


Figure 111 Valeur du CCfD nécessaire pour sécuriser les projets selon les volatilités des prix de l'électricité et du CO_2

D. Conclusion

Nous avons tout d'abord pu mettre en évidence la valeur des CfD pour de risquer des projets industriels qui en sécurisant les revenus des industriels, permet de limiter fortement les coûts d'abattement, et ce d'autant plus que le différentiel de coûts opérationnels est variable (prix du CO_2, mais aussi de l'électricité dans le cas d'une électrification). Les dispositifs de sécurisation du prix du carbone forment un continuum qui permet de fortement réduire les coûts d'abattement en limitant les coûts de financement (part de dette), mais également en permettant aux procédés de fonctionner de façon continue, et limitant donc le suramortissement du capital.

Choisir un prix plancher du CO_2 plutôt qu'un CfD ne réduit que peu (10 à 25%) le prix minimum du CO_2 nécessaire, tout en augmentant les coûts d'abattement, ceci de manière unidirectionnelle, ce qui limite le recyclage des revenus carbone dans les cas où celui-ci est important. Également, la diversité de prix planchers et prix minimum de CfD d'un projet, mais également leurs dépendances variées aux incertitudes, tend plutôt à passer par des systèmes d'enchères sectorielles d'attribution des CfD, pour éviter les effets d'aubaines. La solution d'un prix plancher nécessaire à la décarbonation de l'acier, créerait en effet un effet d'aubaine important pour d'autres secteurs.

Ainsi les CCfD, sont une solution pour permettre de réduire le risque des projets industriels novateurs, arrivant dans un environnement concurrentiel avec potentiellement des bénéfices (« *spill-over* ») d'innovation avec une réduction des risques technologiques, ou en attente de la création de marchés verts différenciés sécurisants pour les industriels. Dans le cadre de modélisation ici représentés, ils sont équivalent à une taxe carbone prévisible sans risque.

L'association d'un CCfD et d'un prix maximum de l'électricité se montre particulièrement efficace pour rapidement sécuriser des revenus et limiter les coûts d'abattement.

Si la finance de projet devait être un proxy efficace des coûts de financement réels des entreprises, certaines structurations de financement de projet pourraient se tourner vers un cadre de finance d'entreprise avec certaines conséquences par rapport aux résultats présentés. En effet, dans le cas d'une réorientation stratégique d'un groupe qui ne justifieraient pas un cadre de finance de projet, des primes de risque plus faibles pourraient en réalité être associées.

Si garantir un prix du carbone permet d'assurer un fonctionnement même en cas de baisse sur le marché du carbone, et donc de garantir une meilleure utilisation des capacités, l'analyse du gain total est plus complexe dans le cas d'un prix maximum garanti de l'électricité (notamment via des contrats long-terme). En effet, il s'agit dans ce cas d'un transfert de risque vers les fournisseurs d'électricité, et la perte de l'optionnalité se fait au détriment d'une optimisation de l'offre-demande du système électrique. Ainsi, les contrats à long terme sécurisant l'approvisionnement pourraient permettre de valoriser cette optionnalité d'arrêt (flexibilité) tout en sécurisant la rentabilité du projet, avec la possibilité de rachat de l'électricité avec un prime qui intégrerait le suramortissement du capital sous-utilisé.

L'augmentation des coûts de production liés à la décarbonation des procédés de production peut mener à des fuites de carbone s'il existe des différentiels de coûts du CO_2 : limitation des exportations ou augmentation des importations de bien plus carbonés. Ainsi les producteurs ont un pouvoir de marché limité, ne pouvant transmettre leur surcoût CO_2, d'où des allocations CO_2 qui permettent de limiter ces fuites de carbone tout en encourageant une

décarbonation marginale des procédés. Un basculement via la fin des allocations d'émission de CO_2 avec la mise en place d'un mécanisme d'ajustement carbone aux frontières pourrait rapidement faire évoluer les choses.

En l'absence d'une protection contre les fuites de carbone aux frontières (ce qui inclurait la problématique des exportations pour réellement déconnecter la concurrence internationale en bien carbonés), il conviendrait d'utiliser deux technologies « *Price setter* ». Une correspondrait à la demande domestique dans un marché protégé des fuites de carbone, prise en compte via le coût de production moyen, et une autre pour les marchés à l'exportation devrait représenter le mix moyen international associé à la taxation moyenne du CO_2.

Ces réglementations participeraient à la création d'un cadre sécurisant globalement les revenus des nouvelles technologies.

Si nous avons pris en compte une représentation temporelle de l'opération des technologies représentées, avec l'évolution d'une technologie conventionnelle « *price setter* », seule une alternative technologique fixe pour chaque secteur est représentée. En s'inspirant du chapitre précédent, il serait intéressant de développer une extension du modèle présenté pour intégrer de nouvelles flexibilités similaires à celle de l'acier (notamment la possibilité de basculer facilement entre de l'hydrogène et du gaz naturel). La prise en compte de ces flexibilités opérationnelles ou de transition (utilisation du gaz naturel comme bridge hydrogène), limiterait l'intérêt des CCfD dans leur réduction des risques des projets, tout en permettant une utilisation plus optimale des ressources énergétiques disponibles.

5. Scénariser le futur de l'industrie : classification des investissements et variantes

A. Classification des investissements selon le critère d'investissement pertinent

L'utilisation d'un unique indicateur dans le modèle du chapitre 1 soulève des questions quant à sa capacité à décrire de manière réaliste les comportements des entreprises. En effet, la VAN est peu utilisée par les entreprises comme critère d'investissement avec un taux d'utilisation allant de 20 à 55 % selon les secteurs (Chiaroni et al., 2012 ; Graham et al., 2001, Gilligham et al., 2018 ; Bennouna et al., 2010). Les entreprises privilégient soit des approches enrichies (arbres de décision, approche par scénarios, sensibilité), soit au contraire des approches simplifiées comme le temps de retour sur investissement (TRI) (Tableau 18). Ce dernier indicateur, malgré ses nombreuses limitations pour comparer différents investissements et son absence d'actualisation, reste fréquemment utilisé, jusqu'à 80 % (Rivers, 2005 ; Harris et al.,2010), notamment dans la littérature sur les mesures d'efficacité énergétique (Chiaroni et al., 2012). Le TRI doit typiquement être inférieur à 3 à 5 ans pour qu'un investissement soit considéré comme viable, ce qui correspond en réalité à des taux d'actualisation de 15 à 50 % (Kubiak et al., 2016 ; Qiu et al., 2015 ; Park et al., 2022 et Urbano et al., 2021). Le choix de cet indicateur plutôt que la VAN est souvent avancé comme une explication à *l'energy efficency gap* (Cagno et al., 2013 ; Brown et al., 2001; Crocker et al., 2012 ; Anderson et al., 2004). Cooremans et al. (2007) analysent que le choix de cet indicateur ne peut être uniquement attribué à la prise en compte de coûts cachés (*hidden costs*), mais aussi à de mauvaises pratiques managériales. Cet indicateur se retrouve fréquemment utilisé pour des investissements hors du cœur de métier de l'industriel (un équipement annexe à son procédé principal) ou des améliorations incrémentales de son procédé industriel principal. Il a été analysé que l'utilisation du TRI serait causée par l'absence d'informations détaillées et la non-priorité de ce type d'investissement par rapport à la gestion de court-terme de l'industrie (Anderson et al., 2004 ; DeCanion et al., 1998). Ainsi, peu de ressources internes à l'entreprise sont allouées aux investissements d'efficacité énergétique, considérés comme non stratégiques malgré leur pertinence économique (Mercure et al., 2018 ; Chiaroni et al., 2012). Par ailleurs, pour les industries peu intensives en énergie, même si ces investissements sont très rentables en rendement, ils ne permettent que des économies restreintes (en volume). À l'inverse, les investissements dans de nouvelles chaînes de production, qui peuvent offrir des avantages en termes d'efficacité énergétique ou de réduction des émissions de carbone, utilisent rarement le TRI. Ces investissements, s'inscrivant dans le cœur de métier de l'industriel, optimisent la rentabilité sur la durée de vie de l'équipement (Hampton et al., 2017 ; Sorrell et al., 2011 ; Banks et al., 2012). La frontière entre l'utilisation d'un indicateur de type VAN ou TRI pourrait également dépendre de la nature de l'évolution technologique, qu'elle soit faiblement ou fortement dirigée (Sorrell et al., 2021). Une des limites importantes

de l'indicateur de type VAN est qu'il ne représente le risque qu'à travers le taux d'actualisation, lequel est peu explicite des perceptions sous-jacentes, notamment pour comparer deux investissements.

Dans cette perspective de réalisme comportemental avons donc été amenés à considérer les investissements selon trois approches, résumées sur la Figure 112 :

- **Les projets TRI.** Les projets d'efficacité énergétique hors cœur de métier ou d'investissement incrémentaux, tels que les chaudières, l'amélioration des procédés et les investissements inférieurs à un seuil monétaire. Ils sont généralement considérés comme des coûts et non des investissements (Coradano et al., 2010).
- **Les projets *Project Finance*.** Ces projets utilisent la méthodologie décrite au chapitre 4. L'investissement est financé en suivant les règles de la *project finance*, correspondant à des projets hors du cœur de métier de l'industriel, mais sur des montants importants. Ces projets sont donc montés dans une filiale qui n'engage pas l'intégralité de l'entreprise. Un exemple typique serait une chaudière biomasse de 50 MW pour un procédé de la chimie.
- **Les projets *core buisness*.** Ces projets reposent sur l'utilisation d'une VAN dont le taux d'actualisation dépend d'un rapport debt/equity sectoriel. Ceci couvre l'ensemble des autres projets, qu'il s'agisse de gros projets ou de projets du cœur de métier de l'industriel, où l'entreprise assume l'intégralité du risque, permettant ainsi leur financement au taux moyen du secteur. Cela inclut, par exemple, toutes les nouvelles principales chaînes de productions conventionnelles (hauts fourneaux, four à clinker oxyfuel).

Les seuils entre les différents types de projets ont été déterminés selon des dires d'expert sur le financement de projet de décarbonation et à partir de la littérature (Knobloch et al., 2016 ; Mercure et al., 2018 ; Brealey et al., 2013 ; Faquet et al., 2021 ; Marchioni et al., 2018 ; Magni et al., 2020 ; De Groot et al., 2001).

Tableau 18 Diversité des modes de prise de décision (selon Knobloch et al., 2016 ; Brealey et al., 2013 ; Neuhoff et al., 2007 ; Trigeoris et al.,1996, Myers et al., 2003 ; Chiaroni et al., 2012 ; Graham et al., 2001, Gilligham et al., 2018 et Bennouna et al., 2010)

Indicateur	Détail	Avantages	Inconvénients	Part des entreprises l'utilisant
Taux de Retour Interne	Quel TA rend la VAN nulle, à comparer avec un taux interne	Simple	Pas de hiérarchisation des projets possibles	20 à 40%
Temps de Retour sur Investissement	Temps nécessaire pour rentabiliser l'équipement, sans actualisation	Simple	Pas d'actualisation Pas de prise en compte des avantages à long terme	30 à 70%
VAN	Décision maintenant ou jamais basée sur des cash-flows actualisés	Simple Cohérent	Décision en environnement certain Pas de flexibilité sur de futures décisions	20 à 50%

• VAN avec TA ajusté au risque	Ajustement du TA en lien avec les incertitudes	Prend en compte les incertitudes	Ne prend pas en compte les variations d'incertitudes TA difficile à estimer	5 à 10%
• Scénarios de VAN	Évaluation de la VAN dans différents environnements	Permet de prendre en compte une aversion au risque en explicitant le pire scénario	Trace un unique chemin	5 à 10%
• VAN avec sensibilités	Évaluation de la VAN en modifiant chaque paramètre	Identifie les sources d'incertitudes	Ne prend pas en compte l'interdépendance et les corrélations des variables	15 à 20%
• Simulation	Évaluation de la VAN avec des simulations de MonteCarlo sur les paramètres	Couvre le champ des possibles	Nécessite un second critère pour prendre la décision d'investissement type CVaR	5 à 10%
Capital Rationing	Hiérarchisation des investissements selon les fonds disponibles et un critère d'investissement		Adapté à l'environnement de l'entreprise	5 à 10%
Arbres de décision	Choix d'investissement selon les probabilités de réussite.	Flexibilité prise en compte		0 à 15%
Options Réelles	Endogénéisation du risque	Flexibilité et incertitudes prises en compte	Complexe à mettre en œuvre	2 à 10%

	IGCE (Intégré)	Diffus (Statistique)	Chimie (Produit)
VAN *(finance d'entreprise – espérance des scénarios)* **- Options réelles**	Projets cœur de métier	Investissement lié aux procédés et/ou de taille moyenne *(fonctions logit)*	Fonction logit sur VAN
Project Finance	Projets annexes aux procédés industriels *(chaudières, CCS, électrolyseurs)*	Investissements importants dans des utilités *(fonctions logit)*	/
TRI	/	Ensemble des projets de taille petite à moyenne *(fonctions logit)*	/

Figure 112 Segmentation des indicateurs pour les investissements dans le modèle « réalisme comportemental »

Couplage du modèle de project finance pour déterminer la technologie *Price setter*

Le modèle de project finance du chapitre 3 a ensuite été couplé au modèle du chapitre 1 pour fournir la trajectoire de référence de la technologie conventionnelle *price-setter*. En effet, le modèle du chapitre 1 peut, pour chaque bien industriel concerné, fournir le prix du bien moyen issu de la technologie conventionnelle, sans nécessiter de représentation stochastique. Ceci permet de de prendre en compte l'implémentation d'évolutions incrémentales de la technologie conventionnelle et donc l'évolution temporelle de son prix. Ce couplage met également en évidence le moment où la technologie *price-setter* pourrait basculer vers une technologie bas-carbone. Pour que ce basculement soit réaliste, un modèle d'offre et demande est nécessaire pour chaque bien afin de déterminer précisément comment le prix de marché est fixé. Dans un premier temps, l'utilisation du coût et parc moyen de production

semble constituer un bon proxy, permettant de bien représenter les effets de basculements où le risque d'investir dans une technologie bas-carbone diminue alors que cette technologie devient majoritaire sur le marché. En effet, les fondamentaux du prix du bien (déterminé par le mix technologique moyen) s'alignent progressivement sur la technologie bas-carbone. Ainsi, pour chaque simulation du modèle de Monte-Carlo, le modèle déterministe fournit une tendance moyenne de l'évolution du prix des biens industriels, en tenant compte de l'effet de l'évolution des prix des commodités ainsi que de la structure moyenne de production du parc.

Résultats sur l'ensemble de l'industrie

En appliquant la classification des investissements précédemment décrite, nous aboutissons à un modèle qui respecte certains principes du réalisme comportemental des acteurs industriels (Pollitt et al., 2014 ; Jaccard et al., 2015). L'impact de ce réalisme, comparé à un modèle de simulation uniquement basé sur le critère de la VAN, est visible à travers 200 scénarios (Figure 113). Les commodités sont paramétrées selon le modèle d'évolution décrit au chapitre 3, avec des simulations de Monte-Carlo, en faisant varier les prix de marché des commodités entre ceux des scénarios AMS et AME de la SNBC.

Cette segmentation, représentant ains le risque, les coûts cachés et les pratiques managériales, entraîne un important effet de retard par rapport à une modélisation utilisant uniquement la VAN. En effet, l'utilisation du TRI est sous-optimale du point de vue économique pour la prise de décisions d'investissement, alors que la VAN ne tient pas compte des primes de risque ou de l'évolution de la structure de financement pour un nouvel acteur. Ainsi, cette variante montre un retard significatif jusqu'en 2040, avec à cette date un effet « falaise » lié au renouvellement des équipements en fin de vie et à un changement dans le prix des technologies price-setter. La réalisation d'investissements dans des dispositifs innovants fait évoluer le prix moyen de production, ce qui réduit d'autant la prime de risque associée aux nouveaux projets innovants et facilite leur financement.

De plus, dans les secteurs diffus, moins de mesures d'efficacité énergétique sont mises en place avant la fin de la durée de vie des équipements (car ces décisions sont généralement basées sur un TRI), et les réductions de CO_2 ase produisent principalement lors du renouvellement complet de l'équipement, dont la décision peut être prise avec une VAN. Ainsi, sur la période 2035-2050, la pente de réduction des émissions est similaire à celle du modèle utilisant la VAN, mais le niveau final est nécessairement plus faible en moyenne.

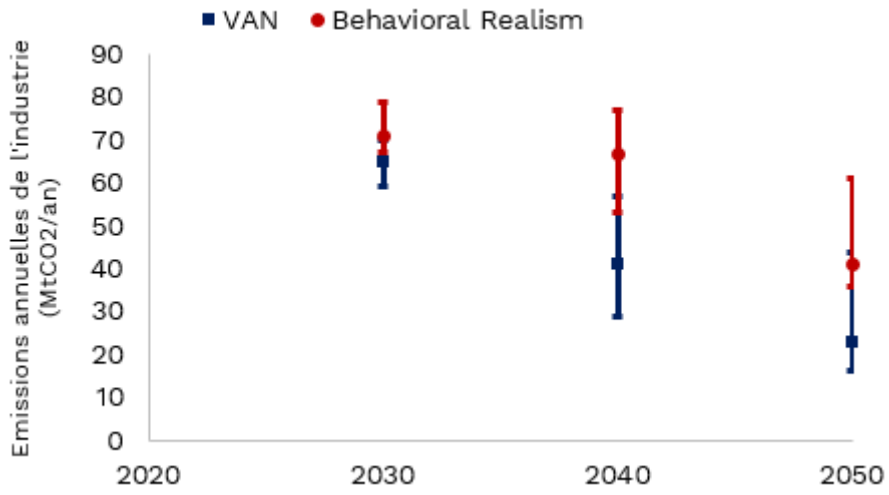


Figure 113 Dispersion des émissions de CO_2 annuelles avec la VAN (chapitre 2) ou en réalisme comportemental (chapitre 6)

La sensibilité de la segmentation des investissements à la volatilité du CO_2 est illustrée à la Figure 114. La décarbonation devient ainsi fortement sensible à la volatilité et au prix cible du CO_2, avec un effet de combinaison important : plus le niveau de décarbonation est élevé, plus la volatilité a un impact sur le coût break-even du CO_2. On observe des effets seuil significatifs sur les prix du CO_2. Jusqu'à 40 % d'abattement, les investisseurs tolèrent de fortes volatilités. Ensuite, un deuxième régime de décarbonation profonde nécessite une plus grande visibilité, pour finalement atteindre un dernier palier à 90 % d'abattement, qui exige des signaux importants et stables.

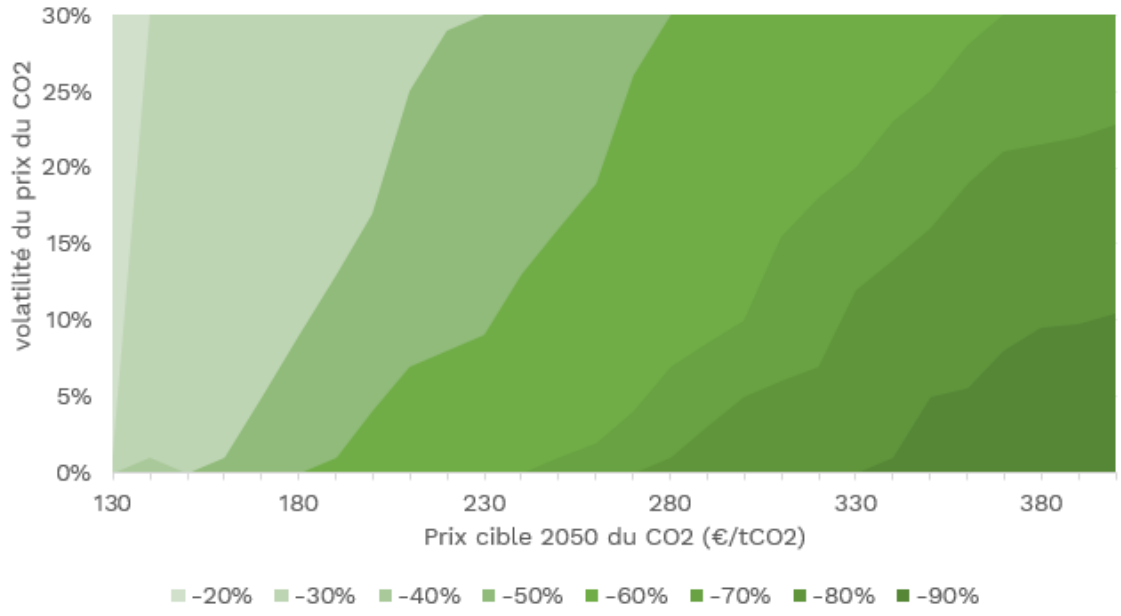


Figure 114 Impact de la volatilité du CO_2 et du prix cible du CO_2 sur les niveaux d'abattement CO_2 en 2050

B. Design de scénarios complémentaires

a) Choix des narratifs

Les travaux de modélisation de l'industrie réalisés dans le premier chapitre ont été construits avec des trajectoires de demande pour permettre de tester les sensibilités de paramétrage des modèles. Le chapitre 6 explore un couplage avec le modèle IMACLIM qui permet une endogénéisation de la demande. Cependant, Il est apparu nécessaire de réaliser un exercice d'explorations du monde des possibles allant au-delà de l'investigation sur la demande en biens : des incertitudes importantes subsistent sur les nouvelles chaînes de valeurs (Trollip et al., 2022), les politiques carbones de long terme (Mathy et al., 2016 ; Pahle et al., 2023), les gisements de biomasse (Mandova et al., 2018), ainsi que le développement technologique (de Vita et al., 2018).

Les scénarios proposés dans ce chapitre cherchent à cerner plus précisément les contraintes en termes de demande énergétique liées à la transition de l'industrie, ainsi que les coûts de la décarbonation de celle-ci, en s'appuyant sur la cohérence de description offerte par les modèles développés. Les temps de calculs associés au modèle construit ne permettent pas des études de sensibilités aussi poussées que dans le chapitre 1, et encore moins de combiner les incertitudes sur les différentes variables d'entrée. Ainsi, un ensemble très limité de scénarios a été construit, avec une méthode itérant à la fois sur les variables d'entrée et de sortie.

Cette démarche a permis de dégager cinq scénarios contrastés mais comparables. En effet, cette approche permet de profiter de la cohérence apportée par le modèle tout en explorant des possibilités de transition. Un scénario dit « optimal » (Transition Ordonnée, TO) correspond au modèle du chapitre 1 avec l'utilisation de la VAN comme critère d'investissement. Quatre tendances d'intérêt ont ensuite été sélectionnées (Tableau 7) :

- **Transition à Risque** (TR) : ce scénario envisage les différents effets liés à une volatilité des commodités, entraînant des coûts échoués et un retard dans la prise en compte des signaux carbone. Il permet de mettre en lumière le surcoût et le retard pour atteindre la neutralité carbone dans des environnements incertains sans politique de mitigation des risques.
- **Transition Limitée** (TL) : ce scénario étudie l'impact de limitations importantes sur les gisements de biomasse, de CCS (limité aux sites côtiers, sans construction d'infrastructure de transport) et sur le déploiement de l'hydrogène (développement technologique restreint). Il met en exergue les enjeux sur l'approvisionnement énergétique, notamment électrique et sur la nécessité de solliciter l'ensemble des leviers et ressources nécessaires à la décarbonation.

- **Nouvelles Chaînes de Valeur** (NCV) : ce scénario explore l'impact énergétique d'une délocalisation de trois activités intensives en énergies (HVC, acier primaire et NH3) et la baisse induite de contraintes sur le système énergétique.
- **Maîtrise de la Demande** (MD) : ce stress-test estime l'impact d'une forte contraction des volumes d'activité des secteurs industriels, explicitement décrits via Pepit0 en activant des leviers de sobriété importants.

b) Construction des scénarios

Les scénarios sont construits autour d'une approche itérative permettant de respecter des contraintes spécifiques sur les entrées et les sorties selon le narratif de chaque scénario. Par exemple, un scénario peut être entièrement déterminé par sa trajectoire de prix des commodités, ou on peut ajuster progressivement le prix du carbone pour respecter une date cible d'atteinte des objectifs carbone (back-casting). Cette méthodologie hybride a été mise en place pour obtenir des scénarios contrastés, mais avec des différences qui restent raisonnables permettant leur comparaison.

Chaque variable du modèle est soumise à une contrainte fixée a priori, et l'exploration du champ des possibles est réalisé en utilisant des simulations de Monte-Carlo sur les données d'entrée respectant ces contraintes. Une méthode d'itérative est ensuite appliquée pour générer un scénario dont les données de sortie respectent également les contraintes. La solution obtenue par ce modèle n'est potentiellement pas unique, mais elle permet de mettre en lumière les compromis à réaliser en présentant différentes options de fonctionnement.

Plusieurs étapes ont été successivement mises en place :

1. Définition des données exogènes.
2. Définition des contraintes sur les variables d'entrée et de sortie. Chaque variable a deux niveaux de contraintes (C1 et C2), C2 étant plus souple que C1. Les variables sont hiérarchisées entre elles.
3. Simulations de Monte-Carlo sur les données d'entrée respectant les contraintes C1
    a. S'il existe un scénario dont les variables de sortie respectent également les contraintes (C1), on choisit celui qui minimise la variable d'intérêt.
    b. Si aucun scénario ne répond aux contraintes C1, la contrainte (d'entrée ou de sortie) la moins critique dans la hiérarchie des contraintes est abaissée au niveau inférieur (C2) et les simulations de Monte-Carlo sont réitérées.

Cette méthode permet de construire des scénarios non pas plus probables, mais cohérents, pouvant être reliés aux entrées. Par exemple, la construction du scénario NVC nécessitait d'explorer une délocalisation significative d'activités intensives en énergie pour mettre en avant la baisse de la contrainte sur l'approvisionnement énergétique. Elle nécessitait

également de conserver une part suffisante de ces activités pour refléter l'impact réel de l'évolution des coûts de production. L'objectif était de démontrer que cette délocalisation pouvait faciliter la transition des autres secteurs, notamment en réduisant la pression sur les ressources en biomasse, tout en déterminant le niveau de contraintes additionnelles que ce scénario peut accepter tout en atteignant les objectifs climatiques.

De plus, cette méthode permet de pallier le manque de données pour déterminer certaines hypothèses, particulièrement les élasticités prix-demande de long terme des biens industriels. L'approche développée a ainsi permis de déterminer une élasticité conduisant à une délocalisation substantielle pour soulager le système énergétique (convergence vers un faible prix cible du CO_2 en 2050), tout en acceptant certaines contraintes (biomasse et niveau de risque). Le tableau 10 décrit les données exogènes, les variables hiérarchisées et les niveaux de contraintes qui leur sont appliqués.

c) Hypothèses

La volatilité de chaque commodité est construite autour du modèle du chapitre 3. Celle-ci est ensuite discrétisée en 10 niveaux : le niveau 0 correspondant à une trajectoire certaine, le niveau 5 correspondant à une volatilité historique, et le niveau 10 à une volatilité doublée. Toutes les commodités voient leurs volatilités évoluer de façon conjointe. Les hypothèses de développement technologiques différenciées par TRL sont identiques pour tous les scénarios, à l'exception du scénario TL, où les perspectives de gain d'efficacité des électrolyseurs ont été limitées. Par ailleurs, le développement du CCS a été différencié en trois niveaux : soit une limitation aux sites côtiers sans nouvelles infrastructures de transports, soit l'intégration de zones identifiées par les projets en cours, soit une absence de développement du CCS. Le modèle de recyclage décrit en annexe est également mobilisé. Le prix du CO_2 est implémenté en deux périodes temporelles :

- Un prix exogène pour 2035, correspondant à la visibilité des politiques publiques à cet horizon.
- Une cible mouvante sur 2050, à déterminer par itération sur les simulations de Monte-Carlo.

Tableau 19 Contraintes sur les variables.

Nom	Données exogènes	Variables d'intérêt (min/max)	V1 (C1 /C2)	V2 (C1 /C2)	V3 (C1 /C2)	V4 (C1 /C2)	V5 (C1 /C2)	V6 (C1 /C2)
Transition ordonnée (TO)	CO_2-2030 : 150	Cible CO_2(min)	Date OC (2050/2055)	Cible CO_2 (300/350)	CCS (2/3)	Bio (60/70)	Recyclage (3/5)	Vol (1/0)

Transition à Risque (TR)	CO_2-2030 : 150	Cible CO_2 (min)	Cible CO_2	Vol (7/5/4)	Cible CO_2 (400/500)	Date OC (2055/2065)	Bio (60/70)	
Transition Limitée (TL)	CO_2-2030 : 150	Cible CO_2 (min)	Date OC (2060/2065)	Cible CO_2 (400/500)	CCS (2/3)	Bio (30/40)	Recyclage (3/5)	Vol (1/0)
Nouvelles chaînes de Valeur (NCV)	CO_2-2030 : 150	Mt Acier (max)	Élasticité (-0,8/-0,7)	Cible CO_2 (300/350)	Date OC (2050/2055)	VA (2/0)	Bio (50/40)	TWhElec (150/180)
Maîtrise de la Demande (MD)	CO_2-2030 : 150	Cible CO_2 (min)	Date OC (2050/2055)	Cible CO_2 (300/350)	CCS (2/3)	Bio (45/55)	Recyclage (4/5)	Vol (2/0)

Date OC : Date d'atteinte des objectifs climatiques.

C. Résultats

a) Comparaison entre scénarios

Les scénarios TR et TL atteignent la neutralité carbone respectivement en 2065 et 2062, correspondant à leur contrainte C2. Les scénarios MD et NCV, quant à eux, sont avantagés par rapport au scénario TO, ce qui leur permet d'atteindre les objectifs carbones en 2050, même avec une volatilité plus importante des commodités.

Tableau 20 Variables issues de la convergence pour chaque scénario

Nom	V1	V2	V3	V4	V5	V6
Transition ordonnée (TO)	Date OC 2050	Cible CO_2 295	CCS 3	Bio 60	Recyclage 3	Vol 1
Transition à Risque (TR)	Date OC 2065	Vol 405	Cible CO_2 478	Date OC 2065	Bio 70	
Transition Limitée (TL)	Date OC 2062	Cible CO_2 390	CCS 1	Bio 40	Recyclage 5	Vol 1
Nouvelles chaînes de Valeur (NCV)	Élasticité -0.8	Cible CO_2 255	Date OC 2050	VA 2	Bio 40	Acier 4 Mt
Maîtrise de la Demande (MD)	Date OC 2050	Cible CO_2 295	CCS 3	Bio 45	Recyclage 4	Vol 2

On peut voir la consommation d'énergie dans chacun des scénarios sur la Figure 115 . Le scénario TO repose sur une forte électrification et un déploiement important de l'hydrogène. Le scénario TR mise d'avantage sur le CCS, ce qui permet de maintenir un un résiduel de gaz plus important à la date d'atteinte des objectifs carbone, car l'hydrogène électrolytique est généralement associé à des risques significatifs. En électrifiant très fortement l'industrie, le

scénario TL peut profiter de gains d'efficacité énergétique importants, en remplacement de la biomasse. Les scénarios NCV et MD, quant à eux, sont avantagés par une baisse structurelle de leur activité, ce qui leur permet d'atteindre facilement les objectifs carbones et donc de supporter une augmentation de certaines contraintes (voir Tableau 20).

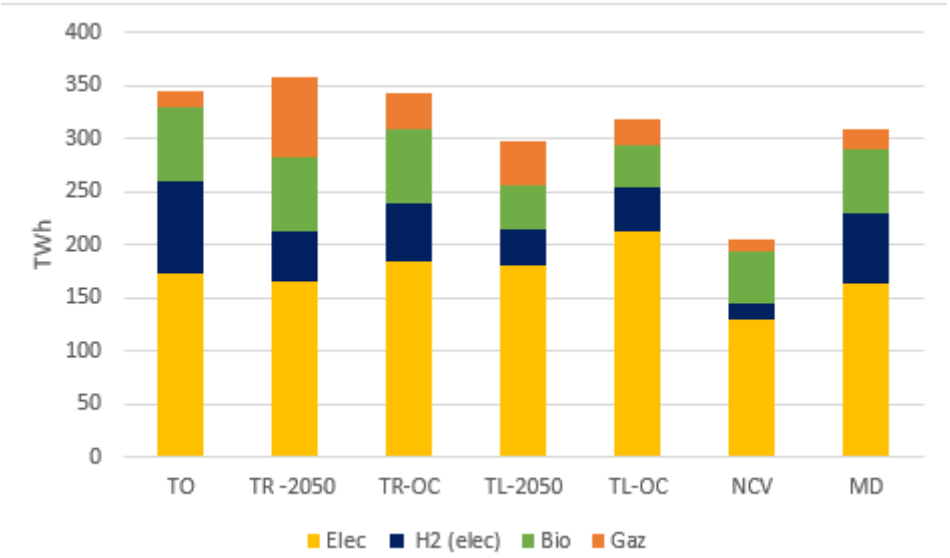


Figure 115 Consommation d'énergie dans les 5 scénarios en 2050 et à leur date d'atteinte des objectifs climatiques (OC)

La Figure 115 illustre clairement la diversité des mix énergétiques de l'industrie à l'échéance des objectifs climatiques fixés. Dans ce contexte, l'hydrogène réalise une percée uniquement dans le scénario TO, présent à la fois dans la sidérurgie et dans la chimie, ainsi que dans le verre (comme vecteur énergétique). En revanche, dans les autres scénarios, l'expansion de l'hydrogène demeure limitée à 25 TWh, principalement en raison des risques significatifs et des contraintes fortes qui entravent son développement. Il est essentiel de souligner que l'adoption à large échelle de l'hydrogène dépend d'une multitude de facteurs, incluant la stabilisation des prix des matières premières, l'évolution favorable de la technologie des électrolyseurs, ainsi qu'une demande soutenue couplée à une industrie locale sans alternatives décarbonées viables. La part de l'électricité varie également fortement, oscillant entre 160 TWh dans le scénario TO et 210 TWh dans le scénario TL, marqué par des options limitées en matière de décarbonation. Ce chiffre peut même descendre à 140 TWh. Cette variabilité souligne l'impératif d'accentuer les couplages de tels modèles techno-explicites avec l'évolution du mix électrique et de la décarbonation du reste du monde pour mieux explorer les déterminants de cette demande. En ce qui concerne le gaz, qu'il soit fossile ou d'origine biogénique, sa présence n'est significative que dans TR et TL en 2050, avant de se réduire fortement à la date d'atteinte des objectifs climatiques. À ces dates, l'installation plus

importante de CCS dans TR explique une consommation résiduelle importante de gaz, évaluée à 30 TWh.

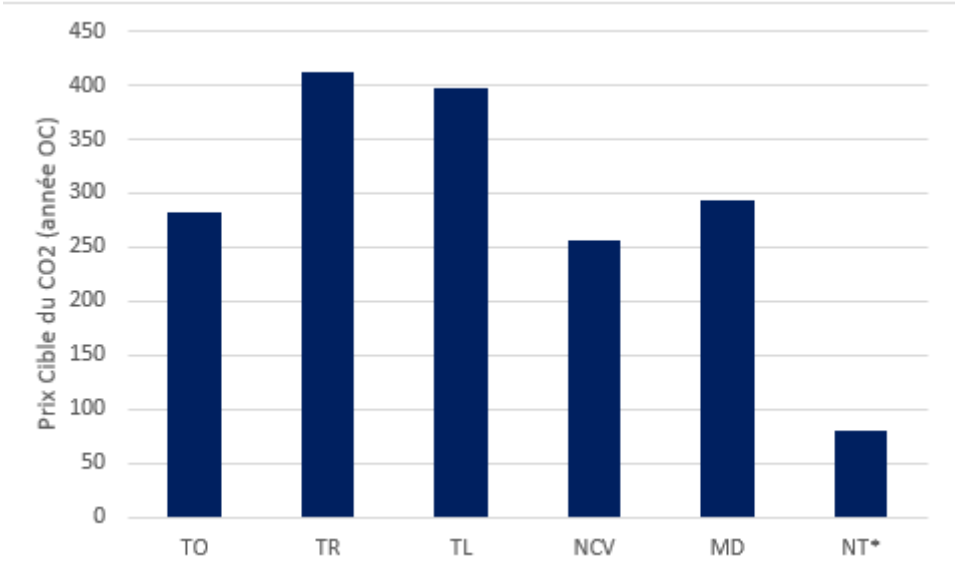


Figure 116 Prix cible du CO_2 nécessaire pour convergence de chaque scénario

Les prix cibles du CO_2 résultent de la convergence sur les conditions initiales, minimisant la valeur cible comme précédemment décrit. La variation de ces prix cibles met en lumière la tension sur les ressources du système, via les mécanismes d'enchères, le bouclage sur la biomasse, et l'application du merit order des solutions technologiques. Ainsi, les 400 €/t CO_2 observés dans le scénario TL, supérieurs à ceux des autres scénarios, ne sont guère surprenants. Le scénario TO présente un prix de 280 €/t CO_2, représentant une valeur plancher, favorisé par un optimisme marqué et par une plus grande lisibilité des politiques carbones induites. Le scénario TR, avec un prix excédant 400 €/t CO_2, illustre le surcoût induit par l'absence de planification, ce surcoût étant directement corrélé aux modes de prises de décision et à la faible prévisibilité du futur. En effet, une vision claire et parfaite de l'avenir permet l'internalisation des prix de long terme, évitant ainsi des coûts élevés du CO_2 à court terme pour déclencher des investissements. À l'inverse, dans un contexte de myopie, l'investissement dans des technologies bas-carbone requiert des prix nettement plus élevés à court terme. Il convient de noter que ce coût pourrait être significativement revu à la hausse, potentiellement jusqu'à 650 €/t CO_2, afin d'atteindre les objectifs climatiques de 2050. Enfin, les scénarios NCV et MD, en raison de contraintes considérablement assouplies, se situent en dehors du même périmètre d'activité que les autres scénarios, expliquant ainsi des prix cibles situés dans la fourchette basse. La mise en œuvre de solutions techniques avancées et coûteuses y est réduite, de même que la sollicitation des ressources biomasses.

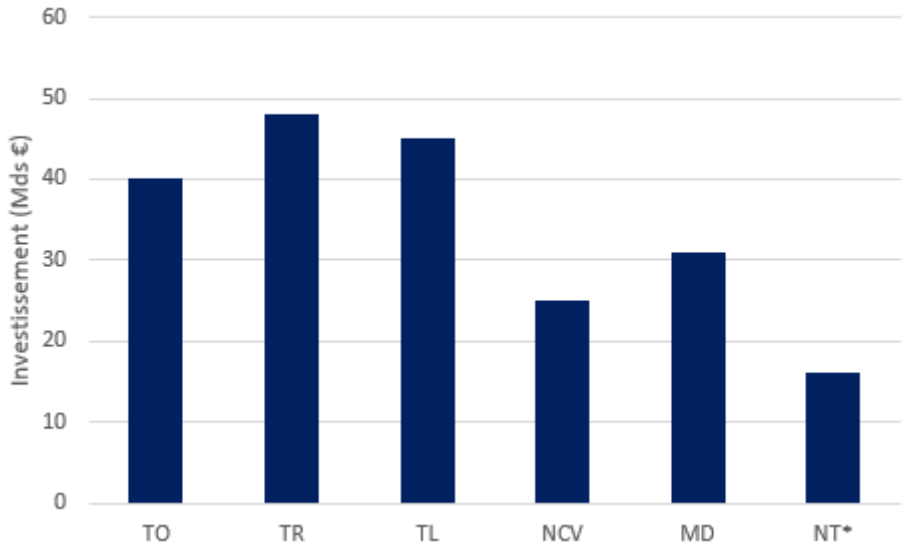


Figure 117 Investissements réalisés dans chaque scénario

Les investissements requis, à activité constante, varient entre 40 mds € pour le scénario TO et 48 mds € pour le scénario TR. Cette différence de 8 milliards d'euros témoigne des parcours sous-optimaux engendrés par une visibilité réduite, pouvant être qualifiés de coûts échoués ou de trajectoires avec regret. Ces investissements sont particulièrement significatifs dans les secteurs de la sidérurgie et de la chimie. A titre d'exemple, le scénario NCV, qui ne prévoit quasiment aucun investissement dans ces secteurs, se limite à une enveloppe de 28 mds €.

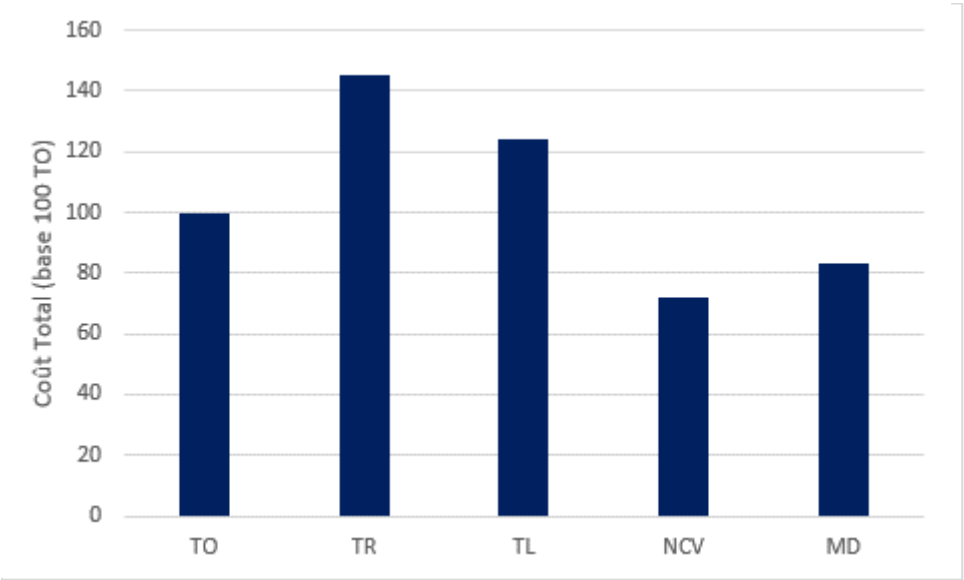


Figure 118 Coût total de la transition (OPEX+ CAPEX).
TO correspond à un surcoût de 375 mds par rapport à NT

La mesure des investissements représente une vision parcellaire du coût total de la transition, car la transition énergétique implique un compromis dans la substitution de dépenses

opérationnelles (dont le coût des émissions) par le capital. Par exemple, bien que les investissements dans le scénario TL soient supérieurs de 6 mds d'euros par rapport à ceux du scénario TO, les dépenses totales sont elles supérieures de 21 % (Figure 118). Ces coûts accrus sont liés à une réticence à l'investissement, conduisant à des solutions sous-optimales avec des surcoûts d'opération (OPEX), ainsi qu'à une hausse dans le *merit order* des solutions. Cette situation, en faisant augmenter le prix de la biomasse, affecte l'ensemble des secteurs et des solutions de décarbonation. Ce phénomène explique également la réduction importante des coûts totaux dans les scénarios NCV et MD, où l'activité est sous-dimensionnée par rapport aux ressources disponibles (Figure 119).

	Acier	Ciment	Verre	Papier	Aluminium	Engrais
TO	186	215	250	130	190	260
TR	265	237	288	195	236	342
TL	247	259	257	243	198	334
NCV	215	183	260	95	207	272
MD	205	207	267	129	204	297

Figure 119 Coût de production de différents biens (base 100 2018)

Ceci se reflète dans les coûts du secteur papetier, qui augmentent dans tous les scénarios (de +30 % dans TO à +143 % dans TL), excepté dans le scénario NCV. Dans ce dernier cas, le faible coût de la biomasse combiné à la mise en oeuvre de mesures d'efficacité énergétique permet de réduire le coût de production de la tonne de pâte à papier. Les coûts élevés observés dans les scénarios TR et TL illustrent les choix sous-optimaux réalisés (déjà reflété dans des coûts du CO_2 plus élevés), ainsi que les structures de financement plus onéreuses, induites par les risques associés à ces scénarios.

	Acier	Ciment	Verre	Papier	Aluminium	Engrais
TO/TR/TL	70	85	105	125	146	94
NCV	30	85	105	125	146	46
MD	61	65	97	112	127	62

Figure 120 Évolution des indices de production industrielle (base 100 en 2018)

b) Le scénario Transition Ordonnée

Le scénario Transition Ordonnée, caractérisé par des hypothèses optimistes et une vision à long terme soutenue par une faible volatilité des commodités, propose une sortie rapide des produits pétroliers et du charbon, ainsi qu'une réduction concomitante de l'utilisation du gaz naturel. Dans ce scénario, la biomasse atteint son potentiel maximal dès 2030 et on observe un déploiement accéléré de l'hydrogène dans la sidérurgie, avec une première injection

prévue en 2027 et la mise en service du premier haut fourneau H2-DRI en 2030. Les solutions électriques sont mises en oeuvre progressivement : elles incluent des solutions très efficaces avant 2030, suivies par l'ensemble des autres solutions disponibles, prenant le relais de la biomasse saturée.

Ainsi, les gisements de pompe à chaleur haute température sont progressivement exploités dans les secteurs du papier et des industries diffuses. Le secteur du verre investit rapidement dans les solutions électriques pour les petits fours avant 2030, puis voit le déploiement de fours hybrides électricité-hydrogène entre 2030 et 2045. Quatre mégatonnes de CCS sont déployées dans ce scénario, principalement sur les sites cimentiers côtiers, réduisant significativement les émissions de ce secteur grâce à une proportion élevée de combustibles d'origine biogénique avant 2030. Cependant, ce secteur maintien des émissions résiduelles notables dues à la combustion de combustibles non biogéniques récupérés (tels que pneus et solvants), ainsi qu'aux sites cimentiers non côtiers, qui dans cette simulation ne peuvent déployer économiquement des technologies CCS et n'ont pas accès au CCU (Capture et Utilisation du Carbone).

Le secteur de l'aluminium, malgré une électrification massive de ses fours, demeure également un émetteur significatif, la technologie de l'anode inerte n'ayant pas pu se développer dans ce scénario. Le gaz résiduel présent en 2050 est principalement lié à sa consommation dans le secteur chimique (notamment pour la moitié des consommations des vapocraqueurs), pour des usages spécifiques (comme le séchage du papier d'hygiène et les fours avec atmosphères réductrices), ainsi qu'à un ensemble d'équipements au gaz non remplacés entre 2035 et 2050, qui n'ont donc pas pu bénéficier des signaux carbones durant cette période.

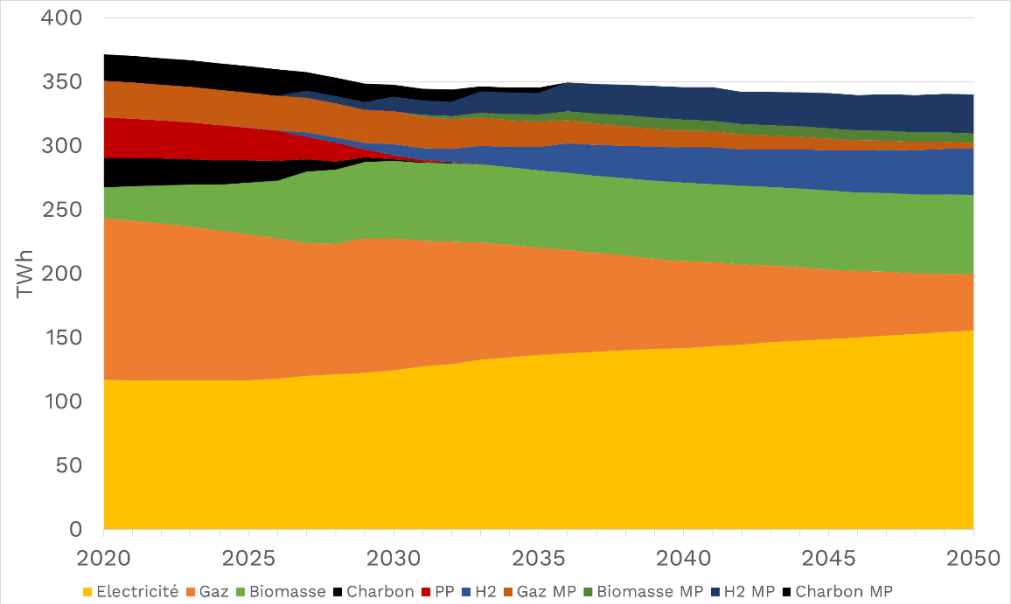


Figure 121 Consommations d'énergie dans le scénario Transition Optimale

c) Le scénario Transition à Risque (TR)

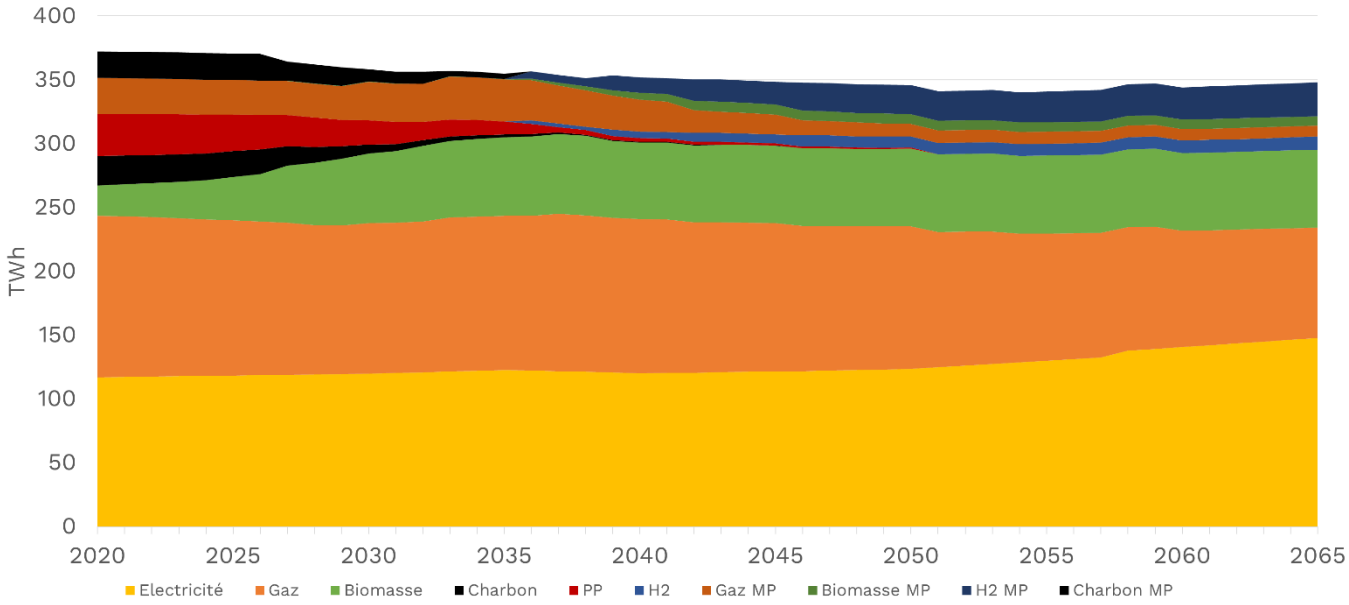


Figure 122 Consommations d'énergie dans le scénario Transition à Risque

La volatilité importante des commodités incite les acteurs industriels à réduire les investissements majeurs, tels que ceux dans le CCS, les hauts fourneaux à gaz et les solutions offrant une flexibilité opérationnelle (comme le fort développement de la biomasse jusqu'en 2035 suivi de sa saturation). Cette dynamique retarde considérablement l'atteinte des objectifs climatiques et nécessite une nouvelle vague d'investissements pour replacer ces solutions temporaires dans les 15 dernières années. Par conséquent, l'hydrogène n'est introduit dans les hauts fourneaux qu'en 2038 et en 2042 pour remplacer la production d'ammoniac via le reformage à la vapeur de méthane (SMR). La sortie du charbon n'est achevée qu'en 2037, en raison des flexibilités opérationnelles offertes par la biomasse, qui ont été privilégiées jusque-là.

Le gaz demeure une solution transitoire dominante jusqu'en 2040, année à partir de laquelle les premiers remplacements aux bénéfices de l'électricité ou de l'hydrogène débutent. Le secteur du papier, confronté à une forte tension sur les prix de la biomasse, intensifie son électrification. Cette stratégie permet le développement d'installations de bioraffineries et de BECCS (bioénergie avec captage et stockage du carbone), conduisant ainsi à des émissions nettes négatives à long terme, compensant une partie des émissions résiduelles.

d) Le scénario Transition Limitée (TL)

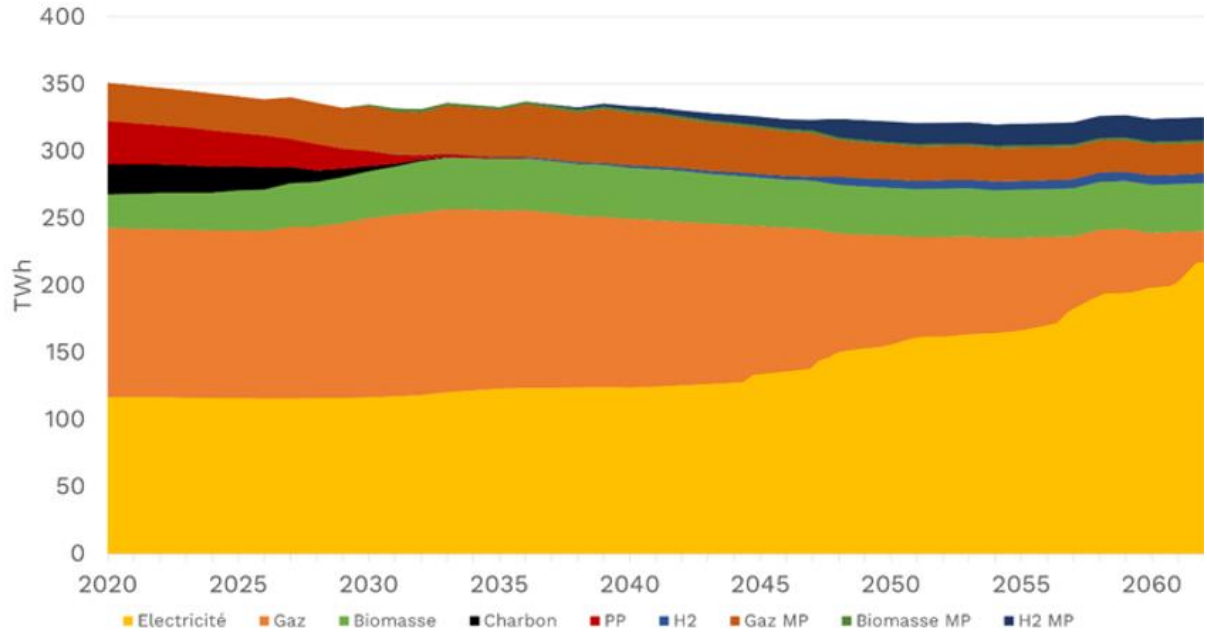


Figure 123 Consommations d'énergie dans le scénario Transition Limitée

Dans le scénario Transition Limitée, le développement limité de la biomasse intensifie la compétition pour cette ressource et, par conséquent, augmente le coût de la transition. Par ailleurs, les perspectives réduites quant à l'amélioration de l'efficacité des électrolyseurs diminuent considérablement leur attrait à court terme. Deux phases distinctes sont observées : la première, avant 2030, est caractérisée par une décarbonation au gaz relativement rapide (-10 Mt CO_2 en 2030 par rapport au scénario TR, non encore entravé par les contraintes de ressources (biomasse, CCS, hydrogène). Cependant, ces contraintes deviennent déterminantes dans la seconde phase, où la demande en électricité augmente de manière significative à 210 TWH hors hydrogène. Malgré cela, les objectifs climatiques ne sont atteints qu'avec 12 années de retard, nécessitant un prix cible du CO_2 supérieur à 400 €/t.

Ainsi, de nombreux secteurs se retrouvent avec peu d'alternatives à l'électrification massive, qui commence principalement à partir de 2045. Dans ce scénario, la sidérurgie opte pour une solution mixte combinant hydrogène et CCS, associé à la biomasse, afin de diversifier les risques inhérents à chaque voie. Les solutions de décarbonation étant plus limitées que dans les scénarios précédents, de nombreux actifs ont été remplacés sans avancées majeures avant 2040, manquant ainsi une fenêtre d'opportunité cruciale. L'exploitation de ces actifs, au moins jusqu'à leur amortissement, est la principale cause du retard dans l'atteinte des objectifs carbone. Le besoin de respecter l'échéance climatique et de remplacer les actifs avant la fin de leur durée de vie technique explique l'augmentation substantielle du prix du CO_2 requise.

e) Le scénario Nouvelles Chaînes de Valeur (NCV)

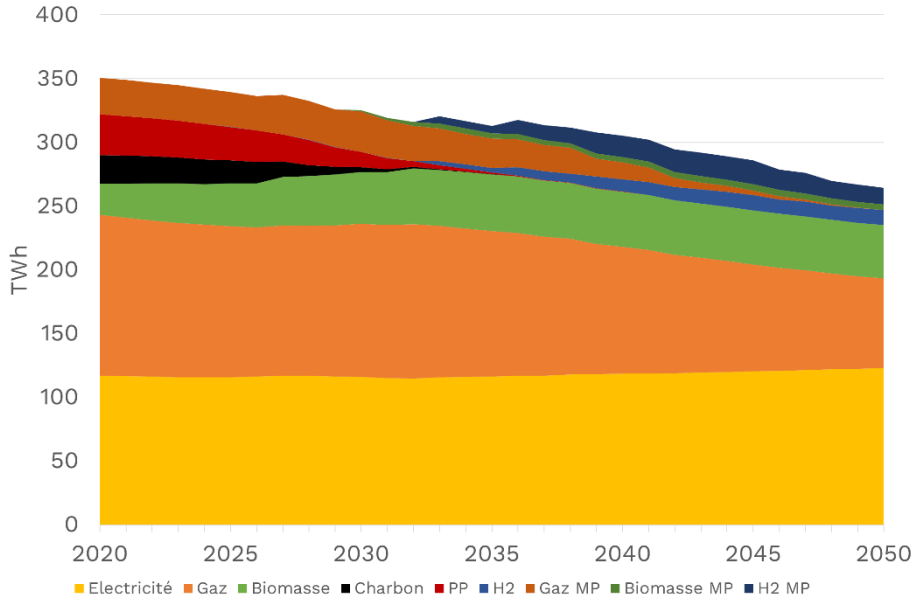


Figure 124 Consommations d'énergie dans le scénario Nouvelles Chaines de Valeur

Dans le scénario NCV, les secteurs de la sidérurgie, des hydrocarbures de grande valeur (HVC) et de l'ammoniac (NH3) voient leur production diminuer respectivement de 62 %, 46 % et 78 % en 2050 par rapport au scénario de référence. Cette délocalisation des secteurs à fortes consommation énergétique diminue considérablement la pression sur la demande énergétique, en libérant notamment de la biomasse. La contraction de l'industrie sur le territoire français réduit les émissions de $C0_2$, ce qui masque en réalité une augmentation du coût d'abattement par rapport au scénario TO, bien que le coût total de la transition apparaisse faible. Ce phénomène est visible à travers le coût cible du CO_2 nécessaire.

Le soulagement pour le système énergétique est tel que ces scénarios s'accommodent de niveaux de volatilité modérés (N3) tout en respectant l'échéance climatique de 2050. Le déploiement de l'hydrogène à partir de 2032 reste limité au secteur chimique, la diminution des besoins dans la sidérurgie ne justifiant pas de tels investissements. Cette situation permet en revanche une augmentation relative de la part du recyclage, atteignant 85 %.

f) Le scénario Maîtrise de la Demande

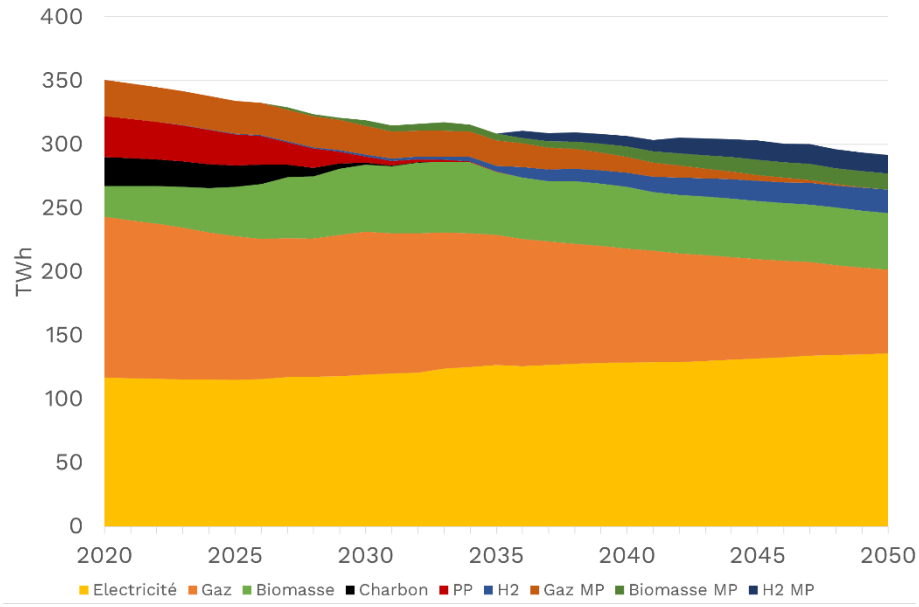


Figure 125 Consommations d'énergie dans le scénario Maîtrise de la Demande

Les solutions de maîtrise de la demande dans le scénario MD sont appliquées de manière plus uniforme à l'ensemble de l'industrie, bien que dans des proportions plus limitées que dans le scénario précédent. A court terme, cette réduction de la demande facilite les efforts d'efficacité énergétique, notamment par la fermeture des sites les moins performants. Cela prépare le terrain pour une phase de transition caractérisée par u développement important de la biomasse, facilité par la faible demande en ciment.

D. Conclusion

Nous avons construit cinq scénarios contrastés, mobilisant les résultats des trois premiers chapitres de cette thèse, afin de représenter l'industrie en intégrant réalisme comportemental. Cette approche permet notamment de prendre en compte le risque perçu par les industriels, leur myopie, ainsi qu'un facteur d'inertie considérable par rapport aux trajectoires issues de travaux d'optimisation. Les impacts de plusieurs variables exogènes, telles que la demande domestique en biens, la sobriété et la disponibilité en ressources, constituent autant de stress-tests sur la capacité de l'industrie à respecter les objectifs climatiques français.

Bien que l'étiquette « difficile à décarboner » (*hard-to-abate*) de l'industrie ait été critiquée car pouvant relever d'un artéfact de modélisation trop conservateur quant à l'ensemble de solutions considérées, il apparaît néanmoins que les contraintes relatives aux technologies, aux ressources et à la demande doivent être levées simultanément pour atteindre les objectifs climatiques. Une représentation réaliste, bien que potentiellement pessimiste sur les modes de prise de décision, a été élaborée. Cette représentation est un compromis entre une

prolongation des tendances actuelles, intégrant de forts facteurs d'inertie, et un retour aux fondamentaux économiques, garantissant une pertinence à long terme.

De nombreux leviers politiques peuvent être mobilisés pour faciliter cette transition, réduisant ainsi le coût de la transition (aides CAPEX, OPEX), améliorant la visibilité des acteurs (Cfd, stabilité des politiques carbone), ou leur capacité de financement (CCfD). L'impact de ces leviers réclament une analyse approfondie, avec des exercices similaires à ceux réalisés ici. Cependant, la décarbonation de l'industrie, en tant que priorité stratégique, pourra évoluer sous d'autres pressions que celles des aides à l'investissement ou du carbon pricing. Les pressions exercées au sein de la chaîne de valeur, aptes à transmettre un premium vert, sont des exemples de valeurs accordées au CO_2 qui impactent pourtant déjà certains secteurs. Ceci illustre l'importance d'améliorer le réalisme comportemental des entreprises dans les modèles, tout en anticipant l'évolution des modes de prises de décisions sous un ensemble de contraintes.

6. Impact de la décarbonation profonde de l'industrie sur sa compétitivité

A. Introduction

a) Problématique

Pour rester en phase avec son objectif de neutralité carbone d'ici à 2050, l'industrie doit réduire rapidement et significativement ses émissions de CO_2. Bien que des politiques climatiques ambitieuses et efficaces soient nécessaires pour inciter les entreprises à investir dans la décarbonation de leurs processus de production, les décideurs politiques craignent le risque de fuite de carbone si ces politiques sont mises en œuvre de manière unilatérale. En effet, il est crucial de trouver un équilibre entre contraindre suffisamment les entreprises pour atteindre les objectifs climatiques et ne pas les pénaliser au point qu'elles perdent des parts de marché face à des concurrents étrangers non réglementés ou qu'elles décident de délocaliser leur production. Au sein de l'Union européenne, le principal outil de décarbonation du secteur industriel est le Système Communautaire d'Echange de Quotas d'Emission (ETS). Ce dispositif fixe un plafond de plus en plus contraignant pour les émissions totales des entreprises concernées et permet à ces dernières d'acheter et de vendre des quotas d'émission. Cela les incite à réduire leurs émissions pour éviter l'achat de quotas devenant de plus en plus coûteux au fur et à mesure que le plafond est abaissé. Pour éviter les fuites de carbone lors de la mise en œuvre de l'ETS, des mesures d'atténuation ont été intégrées, sous forme d'allocations gratuites attribuées de manière dégressive aux secteurs jugés à risque élevé de fuites de carbone.

Ces allocations gratuites ont été critiquées pour leur générosité excessive et pour l'atténuation de l'effet incitatif de l'ETS, en particulier en lien avec les pratiques internes des entreprises ne valorisant pas correctement le coût du CO_2 (De Vivo et al., 2018). Il semble qu'il y ait eu un décalage entre le risque de fuite prévu par les décideurs politiques lors de la conception des mesures d'atténuation et le risque réel auquel les secteurs industriels ont été confrontés. En fait, les fuites de carbone n'ont jamais été observées de manière empirique, car aucune politique climatique dans le monde n'a encore été suffisamment stricte pour générer cet effet, notamment en ce qui concerne la question du renouvellement des actifs en place. Il est donc difficile de mesurer l'impact potentiel d'un prix du carbone élevé sur les entreprises.

Les associations professionnelles de l'industrie soulèvent souvent des préoccupations relatives à la compétitivité pour exercer une pression sur l'UE et ses politiques climatiques (Fagan-Watson et al., 2015). Cette question est aujourd'hui largement débattue alors que la révision des ambitions de décarbonation à l'échelle européenne, avec la mise en oeuvre d'un mécanisme d'ajustement aux frontières (CBAM) remplaçant graduellement les allocations

gratuites, coïncide avec une forte baisse de l'activité industrielle en Europe depuis 2020, suite à la crise énergétique.

La géographie des nouveaux projets d'industrie verte annoncés (hydrogène, ammoniac, sidérurgie) soulève également des questions sur la place de l'industrie européenne, alors que les industriels pourraient considérer la prochaine décennie comme une opportunité pour ne pas renouveler leurs actifs et investir à l'étranger. Les études existantes sur l'impact du prix du carbone sur la compétitivité de l'industrie se basent principalement sur des prix du carbone faibles ou estimés (Dufau, 2017), ou ne prennent pas en compte l'évolution des procédés industriels qui pourrait atténuer l'impact du prix du carbone sur l'économie (Sautel et al., 2021).

Aujourd'hui, l'ajustement carbone aux frontières est l'une des mesures en cours de mise en place au niveau européen pour contrer ces fuites de carbone. Ce dispositif consiste à appliquer un prix du carbone aux biens importés en Europe afin de compenser le différentiel par rapport au prix du carbone appliqué chez les partenaires commerciaux.

Ce travail est une contribution à la littérature évaluant le risque de fuite de carbone à long terme, en couplant un modèle techno-explicite, qui fournit l'évolution détaillée des procédés de production, avec un modèle d'équilibre général. L'efficacité d'un ajustement carbone aux frontières et l'impact de la décarbonation de l'industrie sont évalués en comparant des scénarios d'exposition au marché international, le niveau de décarbonation atteint et l'implémentation des dispositifs d'ajustement.

b) Une décarbonation avec des solutions identifiées

Les émissions de l'industrie proviennent à la fois de la combustion de combustibles pour la production d'énergie et des procédés de production eux-mêmes, tels que la calcination du calcaire en clinker, la réduction du minerai de fer en fer et l'utilisation de cathodes de carbone dans la production d'aluminium. Jusqu'à récemment, les études se sont principalement concentrées sur les moyens à court et moyen terme pour accroître l'efficacité énergétique en adoptant les meilleures technologies disponibles (MTD) et en comblant le « *energy effiency gap* » (Worrell et al., 2008; Bernstein, 2007; Roy et al., 2011; Harnish et al., 2008). Cependant, la décarbonation profonde de l'industrie d'ici à 2050 et au-delà pose des défis tout à fait différents de ceux de l'amélioration de l'efficacité énergétique et de la gestion du risque de fuite de carbone à court et moyen terme. Ce n'est que récemment que les études explorant les options à long terme pour une *décarbonation profonde* ont commencé à émerger (Åhman et al., 2018; Nikoleris et al., 2020; Lechtenböhmer et al., 2019 ; Nilsson et al., 2020; Napp et al., 2018 ; Gambhir et al., 2016; Hills et al., 2020; Florin et al., 2018; Van Sluisveld et al., 2021; Fleiter et al., 2018).

En effet, cette décarbonation profonde nécessitera la mise en place de nouveaux procédés industriels (hydrogène, CCS, électrification), avec des besoins d'investissements conséquents. Il est probable que les coûts de production augmentent rapidement, car les projets de décarbonation sont considérés comme risqués et sont généralement associés à des profils de coûts opérationnels plus élevés. L'amélioration de l'usage des matières et de l'utilisation finale des biens de consommation peut également conduire à des réductions considérables de la demande en matériaux, facilitant ainsi la transition en réduisant les besoins d'investissement (Allwood et al., 2010)). Néanmoins, la décarbonation de la transformation des matières premières telles que le minerai de fer, la bauxite, le calcaire, l'éthylène, la ferraille, le papier et les plastiques en matériaux de base présente des défis techniques importants.

Trois types d'options techniques de décarbonation fondamentales existent : le remplacement des matières premières fossiles par de la biomasse, l'électrification des procédés et l'utilisation de solutions de captage et séquestration du carbone (Lechtenböhmer et al., 2020; Åhman et al., 2020). Chacune de ces solutions nécessite des évolutions techniques et des innovations, ainsi que l'adaptation des infrastructures industrielles et de réseaux (électricité, gaz, CO_2). A ce jour, ces technologies n'existent que dans le cadre de petits projets de démonstration, de projets pilotes à l'échelle du laboratoire, ou en tant qu'idées peu éprouvées (AIE, 2018).

Dans le secteur de la pétrochimie, la principale option consiste à remplacer les matières premières fossiles par de la biomasse ou des e-carburants produits par combinaison de CO_2 capté et d'hydrogène produit par électrolyse, notamment via le méthanol ou l'ammoniac. Pour la production d'acier, les options permettant de produire de l'acier primaire bas carbone incluent l'intégration de CCS, l'électrification directe (electrowinning) ou la réduction directe à l'hydrogène (H2-DRI) ou au gaz naturel (NG-DRI). Dans de nombreux secteurs diffus, l'électrification sera indispensable étant donné les gisements limités de biomasse, qui devront être réservés aux procédés à haute température. L'énergie nécessaire pour la production de basse température, souvent considérée comme une *utilité*, pourra être fournie avec peu de modifications du procédé industriel.

Certains secteurs disposant de grandes quantités de chaleur fatale disponibles pourront mettre en place des solutions thermodynamiques efficaces (CMV, PAC THT) pour valoriser ces pertes énergétiques, amortissant ainsi la transition des combustibles fossiles à l'électricité grâce à d'importants gains d'efficacité.

Chaque sous-secteur de l'industrie fait face à des défis techniques spécifiques pour produire des matériaux avec de faibles émissions. Cependant, toutes les solutions bas carbones partagent un point commun : elles entraîneront des coûts de production sensiblement plus élevés, sans offrir de co-bénéfices ou d'avantages fondamentaux.

c) La décarbonation observée a peu impacté la compétitivité des industries déjà installées en Europe

L'industrie opère sur les marchés internationaux de matières premières et doit concurrencer des prix mondiaux, ce qui la rend particulièrement sensible aux différences de coûts du carbone. Plusieurs études ont évalué l'impact des politiques climatiques sur l'industrie, en soulignant notamment la perte potentielle de compétitivité et le risque de délocalisation des industries, aussi appelées fuites de carbone (Dröge et al., 2009; Reinaud et al., 2009).

Historiquement, les estimations des délocalisations potentielles par l'Union européenne ont pu être surestimées. Cette surestimation pourrait résulter d'une agrégation excessive des secteurs (Fischer et al., 2018), d'une omission des différences d'exposition entre pays (Sato et al., 2015) ou d'une non-prise en compte des barrières commerciales non tarifaires telles que les processus de production intégrés, la spécification des services ou encore la localisation des ressources (Hourcade, 2007). Face à ce défi de modélisation, Fowlie et al. (2018) examinent un modèle simple de fuite de carbone et suggèrent que la modélisation des réponses de la production étrangère aux politiques climatiques unilatérales pourrait être améliorée. Sato et al. (2015) comparent les mesures de fuite de carbone utilisées par les décideurs politiques avec les mesures dérivées des consultations de l'industrie. De même, Martin et al. (2014) ont procédé à des consultations industrielles, qu'ils ont ensuite combinées avec des données économiques au niveau de l'entreprise. Ils constatent que la plupart des secteurs sous ETS ont probablement été surcompensés, bien qu'il existe une grande variabilité dans la vulnérabilité des entreprises.

Les analyses *ex post,* s'appuyant sur des outils économétriques, fournissent des résultats à partir des comportements passés et nécessitent donc des extrapolations pour projeter leurs effets sur des environnements différents. En revanche, l'approche *ex ante* mobilise des modèles de simulation construits à partir de modèles théoriques de l'économie, qui sont ensuite calibrés. Bien que reposant sur un grand nombre d'hypothèses, cette approche permet une analyse plus complète, notamment en incluant certains bouclages macroéconomiques induits par la tarification du carbone ou la projection des prix du carbone non réalisés.

L'impact de la tarification du carbone sur les entreprises européennes a été étudié en profondeur de manière ex ante. Certaines études montrent un impact positif sur le chiffre d'affaires (Dechezlepretre et al., 2018; Marin et al., 2018 ; Petrick et al., 2018 ; Chan et al., 2013), ou l'absence d'impact sur leur profit (Abrell et al., 2011), ou encore une faible augmentation des importations des IGCE (Branger et al., 2016 ; Boutabba et al., 2017; Healy et al., 2018). L'impact sur l'innovation est significatif, avec une augmentation des brevets entre 3 et 10 % pour les entreprises soumises à l'ETS (Calel et al., 2016 ; Ley et al., 2016). Les

estimations des taux de fuite de carbone moyennes pour les secteurs énergivores sont à 14 %, avec une réduction des émissions en Europe de 20 %, ce qui correspond à des fuites limitées (Branger et al., 2014).

Les impacts estimés sur la compétitivité sont généralement faibles (Joltreau et al., 2019 ; Dechezleprêtre et al., 2020). Toutefois, certaines études sectorielles estiment des taux de fuites de 20 à 70 % pour les secteurs du ciment, de l'aluminium et de l'acier (c; Ponssard et al., 2008). Les effets observés sont néanmoins limités au vu de la période considérée, avec une surallocation de quotas gratuits, pouvant expliquer l'effet positif sur le chiffre d'affaires. Boungou et al. (2024) confirment l'hypothèse de Porter, selon laquelle le prix du CO_2 a encouragé des investissements en R&D, améliorant ainsi la compétitivité des entreprises. Dufau (2017) note que le mix énergétique français et les exportations françaises de produits peu carbonés réduisent l'exposition de l'économie française au prix du CO_2 par rapport à ses voisins, compensant ainsi la baisse de la demande. Cependant, l'OFCE a estimé en 2019 que le niveau du prix du CO_2 était trop faible pour extrapoler son impact sur la compétitivité des entreprises.

Des études plus récentes mentionnent des fuites de carbone plus importantes pour l'industrie de l'aluminium et de la chimie, avec des impacts chiffrés pour cette dernière à 1.2 mds d'euros pour un prix du CO_2 à 150€/t (Steden et al., 2021; CEFIC, 2022). Des travaux sectoriels d'optimisation explorent de nouvelles chaînes de valeur, remettant en question les équilibres internationaux actuels en prenant en compte les ressources distribuées de manière hétérogène (Riera et al., 2023 ; Devlin et al., 2024; Lopez et al., 2023; Galimova et al., 2023; Elsayed et al., 2023). Ces travaux questionnent l'attrait de l'Europe pour les industriels comparativement à d'autres régions comme l'Australie (Gielen et al., 2020 ; Wood et al., 2020) ou l'Afrique du Sud (Trollip et al., 2022).

La littérature sur l'impact des prix de l'énergie, plus ancienne, fournit des indications sur son influence sur la compétitivité, qui pourraient être étendues aujourd'hui au CO_2 (Bordigoni, 2012). L'estimation de cet impact est complexe, car elle dépend de l'exposition au marché, des évolutions locales et internationales des prix, de l'élasticité de la demande et donc de la capacité des acteurs à transmettre les différentiels de prix (Arquié et al., 2023 ; Loschel et al., 2014). Des modèles de gravité ont étudié l'impact de ces prix sur les volumes de production (Bordigoni, 2012 ; Andersen et al., 2016 ; Feiella et al., 2020 ; Kumar et al., 2020). Si les résultats sont ambivalents à court terme, l'impact sur les investissements est plus significatif (Ratti et al., 2011 ; Bae et al., 2009 ; Carlton et al., 1983).

Dans le cadre d'un renouvellement des actifs industriels, et non seulement leur adaptation pour se décarboner, il est crucial d'explorer la sensibilité des nouveaux investissements au prix du CO_2 , comme l'indiqueraient les tendances observées pour les investissements hors UE

(Borghesi et al., 2020; Koch et al., 2019). D'autres études exploitant des données internationales et examinant diverses dimensions de la compétitivité confirment ces ordres de grandeur. Saussay et al. (2018) estiment qu'une augmentation de 10 % du différentiel de prix de l'énergie entre deux pays accroît de 3,3 % les investissements directs à l'étranger dans le pays dont le prix est le plus faible. Inversement, en Allemagne, Gerster et al., (2019) montrent que la diminution de 30 % du prix de l'électricité, induite par l'exemption d'une taxe finançant les énergies renouvelables, n'a pas eu d'effet significatif sur les performances à l'exportation ni sur les ventes des entreprises.

Le dispositif d'ajustement carbone aux frontières (CBAM) et ses impacts ont fait l'objet de nombreux débats, mobilisant des estimations ex ante basées sur des modèles d'équilibre général calculable (CGE). Annoncé en 2021, un règlement détaillé établissant le CBAM ainsi qu'une analyse d'impact comparant différents scénarios possibles ont été publiés, avec une mise en oeuvre progressive de 2025 à 2034 (Commission européenne, 2021). Selon les scénarios analysés, les entreprises qui importent des biens non européens devront restituer des quotas de carbone équivalents à l'empreinte carbone des produits importés. La quantité des quotas à restituer dépend en pratique de trois paramètres : le prix du carbone ETS, les politiques carbones des pays d'origine des importations et le contenu en carbone des produits importés. Les importateurs ne sont pas directement intégrés dans le quota global d'émission du système ETS et le prix du carbone du système européen d'échange de quotas d'émission leur est imposé de manière exogène.

La liste des secteurs couverts par le CBAM est actuellement limitée à ceux à fortes émissions exposés aux fuites de carbone. En augmentant le prix des importations, le CBAM pourrait améliorer la compétitivité des entreprises européennes tout en rendant les produits européens moins compétitifs, car l'économie européenne ne bénéficierait plus de biens peu chers. Le CBAM peut donc influencer positivement ou négativement la compétitivité de l'UE selon l'élasticité de substitution et la structure de chaque chaîne de valeur des produits.

L'impact du CBAM sur le PIB européen est négatif mais mineur, avec des estimations variant de -0.1 % à -1.3 % (Bellora et al., 2023), tandis que l'effet sur les niveaux de production industrielle est plus marqué. Le CBAM affecte principalement les flux commerciaux, entraînant une baisse significative des importations et des exportations estimées à environ 10 % dans les secteurs couverts, pour un prix du carbone de 25 à 50 €/t CO_2 (Kuusi et al., 2020).

L'impact environnemental du CBAM se traduit par des réductions importantes des fuites de carbone. Une réduction d'une tonne d'émissions européennes pourrait s'accompagner d'une réduction de 0,29 tonne d'émissions non européennes (Commission européenne, 2021). Le CBAM pourrait également réduire l'impact des fuites de carbone du système ETS de 5 à 10 points de pourcentage (Brandger et al., 2014 ; Clora, 2023), voire jusqu'à 15 à 20 points de

pourcentage (Bellora et al., 2023 ; Morsdorf et al., 2022). Les estimations sectorielles des conséquences du CBAM indiquent un impact potentiellement plus important (Fischer et al., 2012 ; Branger et al., 2014 ; Monjon et al., 2011), mais elles se concentrent sur les fuites de carbone liées à une réduction de la compétitivité de l'industrie (Böhringer et al., 2022).

Ces études prennent notamment en compte l'effet de l'energy channel : la baisse de la consommation de combustibles fossiles en Europe entraîne une diminution de leur prix à l'international, les rendant ainsi plus compétitifs à l'échelle mondiale (Clora et al., 2023).

d) Revue de littérature sur l'hybridation de modèles

Les modèles *top-down* sont couramment utilisés pour étudier l'impact économique des politiques publiques. Toutefois, ces modèles ne représentent pas les technologies et les sources d'émissions de CO_2 avec autant de détail que les modèles *bottom-up*. En associant un modèle *top-down* avec un modèle *bottom-up,* il est possible d'améliorer la cohérence macroéconomique tout en maintenant une précision dans la modélisation des consommations d'énergie.

La littérature sur les processus de lien entre les deux est riche, notamment dans les rapports du GIEC (Shulla et al., 2022), du JRC (Keramidas et al., 2021) et dans le World Energy Outlook de l'AIE (2021) ainsi que dans de nombreuses publications académiques (Tableau 21). En général, la représentation des secteurs industriels reste toutefois très limitée dans les modèles bottom-up, ces secteurs étant souvent sous-représentés.

Les modèles d'équilibre général calculable (CGE) représentent habituellement l'industrie au moyen de fonctions CES (Constant Elasticity of Substitution), qui substituent plusieurs inputs (énergie, travail, capital) en fonction de leurs prix relatifs. Cependant, les élasticités de substitution sont généralement estimées empiriquement, ce qui limite leur domaine de validité aux évolutions observées dans le passé. Certains modèles CGE représentent explicitement certains secteurs industriels et technologies concurrentes via des élasticités imbriquées, mais ce niveau de détail est souvent limité à quelques secteurs industriels très concentrés comme l'acier et le ciment.

Wen et al. (1996) proposent une classification des liens entre les modèles : le *soft-linking* (contrôle manuel du transfert de données), le *hard-linking* (échange automatisé de données) et l'*integrated modeling* (modélisation intégrée, Böhringer et al., 2009). Le *soft-linking* permet de conserver le niveau de détail de chaque approche, bien qu'il présente un risque de perte de cohérence entre les modèles concernant l'articulation entre les flux physiques et monétaires.

Tableau 21 Revue des bouclages de modèles techno-explicites et de modèles d'équilibre général

Modèle CGE	Modèle BU	Article	Industrie
ETA-MACRO	MESSAGE III	Wen et al., 1996	
GEMINI-E3	TIAM	Labriet et al., 2010	
GEM-E3	TIMES-PT	Fortes, 2013	13 secteurs
GEM-E3-JRC	POLES-JRC	Keramidas et al., 2023 Garaffa et al., 2022	4 secteurs/ Acier technoexplicite
E3MG	ETM	Baker et al., 2010	
ThreeMe	ETM	Bulavskaya et al., 2018	
EMEC	TIMES-Sweden	Krook et al., 2013	13 secteurs
Three Me	IESA-Opt	Fattahi et al., 2023	12 secteurs

Nous proposons de coupler un modèle macroéconomique (IMACLIM) avec un modèle sectoriellement détaillé de l'industrie afin d'estimer les potentielles pertes de compétitivité de l'industrie. Ce couplage permet d'analyser les fuites de carbone via une perte de compétitivité et d'évaluer l'impact protecteur des politiques carbone.

L'analyse via ce couplage révèle qu'une décarbonation profonde de l'industrie pourrait entraîner une réduction du PIB de 3 points en 2050, avec une baisse de l'activité industrielle allant de 5 % à 30 % selon les secteurs, par rapport à une base contrefactuelle sans décarbonation poussée. Cet effet récessif s'explique par l'augmentation des coûts dans certaines industries énergivores qui perdent en compétitivité, ce qui entraîne des délocalisations et une contraction de la demande. Toutefois, ces effets pourraient être plus prononcés selon les hypothèses d'exposition au marché international ou en l'absence du dispositif d'ajustement carbone aux frontières (CBAM).

B. Description des modèles

a) Le modèle technoexplicite

Le modèle décrit au chapitre 2 s'intéresse à l'évolution à long terme de la structure industrielle française et de la consommation d'énergie associée. L'ensemble du parc industriel français est décrit en détail, en utilisant des extrapolations de l'âge des actifs industriels, des technologies en place et de leur efficacité, offrant ainsi une image fidèle du parc en 2018. En se basant sur des fondamentaux à long terme (prix de l'énergie, prix du carbone, consommation de biens industriels), les décisions d'investissements des acteurs sont simulées pour modéliser le renouvellement du parc de machines, leur taux d'utilisation et le mix énergétique.

TESI utilise des données sectorielles très fines, à l'échelle de 129 segments industriels et discrétise les biens industriels par sous-catégorie, permettant ainsi de reconstruire les coûts de production. Configuré pour simuler les choix d'investissements en se basant sur un indicateur de type VAN dans l'ensemble des secteurs, il ne repose pas sur une anticipation parfaite du futur (perfect foresight), ce qui est en cohérence avec l'architecture d'IMACLIM. Ce choix de modélisation répond à des critiques soulevées par plusieurs modélisateurs concernant l'utilisation du paradigme de perfect foresight, qui n'est pas réaliste pour la plupart des décisions économiques (Fattahi et al., 2023 ; Fortes et al.,2013).

b) Le modèle IMACLIM France

IMACLIM se décline en plusieurs versions nationales, spécifiquement conçues pour réaliser des simulations contrefactuelles à une date donnée ou des projections à moyen et long terme cohérentes avec le système énergie-CO_2. Il permet notamment d'évaluer les implications macroéconomiques d'un prix du carbone ou de politiques basées sur le contenu énergétique.

IMACLIM s'écarte des modèles néoclassiques d'équilibre général calculable (CGE) les plus courants par plusieurs aspects. Tout d'abord, comme les modèles CGE standards, IMACLIM est basé sur la représentation des marchés de biens et de services avec un équilibre global des revenus. En outre, comme la plupart des modèles CGE hybrides, il dispose d'un double cadre comptable quantité-économie, où les flux économiques et les flux physiques sont équilibrés et liés par un système de prix cohérent. Cependant, la description des échanges entre consommateurs et producteurs ainsi que les systèmes techniques sous-jacents s'écartent des modèles néoclassiques. Ils sont conçus pour faciliter un étalonnage sur l'expertise bottom-up dans le domaine de l'énergie, garantissant ainsi le réalisme technique des simulations.

Deuxièmement, les résultats d'IMACLIM ne sont pas nécessairement situés sur une trajectoire de croissance équilibrée. Le modèle calcule des bilans comptables et des marchés de biens et de services qui peuvent être caractérisés par un sous-emploi des facteurs de production (travail) et des marchés imparfaits (biens). Pour ce faire, le modèle s'appuie sur une représentation spécifique du capital et sur d'autres hypothèses structurelles.

Le modèle IMACLIM est fondé sur un Tableau Entrée-Sortie (TES) standard couplé à un tableau de comptes économiques cohérent qui synthétise l'ensemble des transactions pour les secteurs institutionnels (entreprises, administrations publiques, ménages) et le reste du monde. L'alimentation d'un modèle d'équilibre général calculable (CGE) hybride comme IMACLIM, avec des hypothèses raisonnables sur les élasticités de commerce international, confronte les modélisateurs à l'énigme de l'élasticité internationale (Bajzik et al., 2020). Les estimations empiriques des élasticités commerciales sont sujets à débat, évoluant constamment et étant sensibles au contexte économique et aux niveaux d'agrégation. La difficulté est encore plus grande au niveau sectoriel (Ducoudré, 2014). Nous supposons des

élasticités des secteurs industriels constantes au cours du temps, avec une valeur autour de 0,42 pour les exportations et de 1,9 pour les importation (OFCE, 2019).

Un CBAM (Carbon Border Adjustment Mechanism) est implémenté avec des hypothèses d'intensité carbone constantes et uniformes pour les biens du reste du monde, taxés à leur entrée au prix de l'ETS en vigueur.

Les transformations énergétiques au niveau sectoriel, telles que définies par les modélisations sectorielles de la Stratégie Nationale Bas Carbone (SNBC), sont traduites dans IMACLIM via les bilans énergétiques projetés. Cela inclut la modification de la structure de la demande énergétique au niveau sectoriel (intensité énergétique et mix), l'évolution de la demande énergétique des ménages et l'évolution de la structure des importations d'énergie. Nous enregistrons également les contreparties de ces transformations énergétiques en termes de coûts et d'investissements au niveau sectoriel : prix des énergies domestiques, surcoûts liés aux investissements bas carbone, coûts des équipements bas carbones des ménages et flux d'investissement de l'année courante. Concernant les flux d'investissement et les variations entre les scénarios, nous utilisons les données d'I4CE pour les secteurs de l'électricité, du bâtiment et du transport. Les surcoûts en capital liés à ces investissements sont également obtenus à partir des données d'I4CE pour ces trois secteurs, pour les autres nous appliquons un surcoût en capital basé sur une élasticité de substitution entre énergie et capital afin de modéliser le surinvestissement nécessaire à l'obtention des gains d'efficacité énergétique.

c) Le couplage des deux modèles

La revue des paramètres des deux modèles a permis d'identifier les potentiels points de connexion. TESI fournit l'évolution de l'intensité énergétique de chaque secteur, modifiant ainsi les coefficients techniques de la matrice entrée-sortie, ainsi que les montants annuels liés à l'investissement dans les infrastructures énergétiques des industries manufacturières. Enfin, le prix de certains biens industriels (désagrégé pour chaque secteur acheteur) remplace les fonctions CES d'IMACLIM (Figure 126).

IMACLIM, de son côté, détermine la demande pour chaque bien, l'évolution du PIB, les échanges internationaux et les indicateurs économiques dérivés. Les prix de base fournis par TESI sont indicés en 2018 pour être intégrés dans IMACLIM. Le prix des biens différenciés par secteur acheteur, est intégré via des taux de marges différenciés, permettant ainsi d'incorporer la multiplicité des biens industriels de chaque secteur (comme l'acier long, plat ou électrique et le papier d'hygiène, graphique ou d'emballage). Cette intégration améliore le détail sectoriel d'IMACLIM à 32 biens industriels sans en modifier la structure, qui reste à 11 secteurs.

Les investissements modélisés par TESI correspondent à des investissements des infrastructures énergétiques de l'industrie manufacturière, qu'ils soient liés aux procédés industriels ou simplement à des rôles d'*utilité*. Ces investissements sont donc retraités et comparés aux trajectoires historiques d'investissement par secteurs industriel, afin de distinguer la part liée à la décarbonation, celle liée au renouvellement normal des actifs et les investissements non liés au périmètre énergétique (trajectoire historique).

La convergence des deux modèles est réalisée pour obtenir des variations inférieures à 5 % sur la totalité de la demande de chaque bien industriel. Cette convergence est généralement observée rapidement sur les prix et les volumes, en 2 à 5 itérations, avec des oscillations résiduelles de l'ordre de 2-3 % sur les années 2030 et 2040. Les variations sur 2050 sont plus faibles, un équilibre entre la modification des fondamentaux et l'adéquation du parc industriel étant alors atteint. Le modèle TESI peut représenter un parc industriel inadapté aux fondamentaux en raison de l'inertie importante du secteur industriel, ce qui explique les oscillations sur 2030 et 2040. Le critère de 5 % est retenu dans la suite des travaux.

Ce couplage présente néanmoins plusieurs limites, qui seront abordées dans l'analyse des résultats. Notamment, il ne prend pas en compte le bouclage sur le système énergétique et électrique, dont les trajectoires de prix sont considérées comme exogènes.

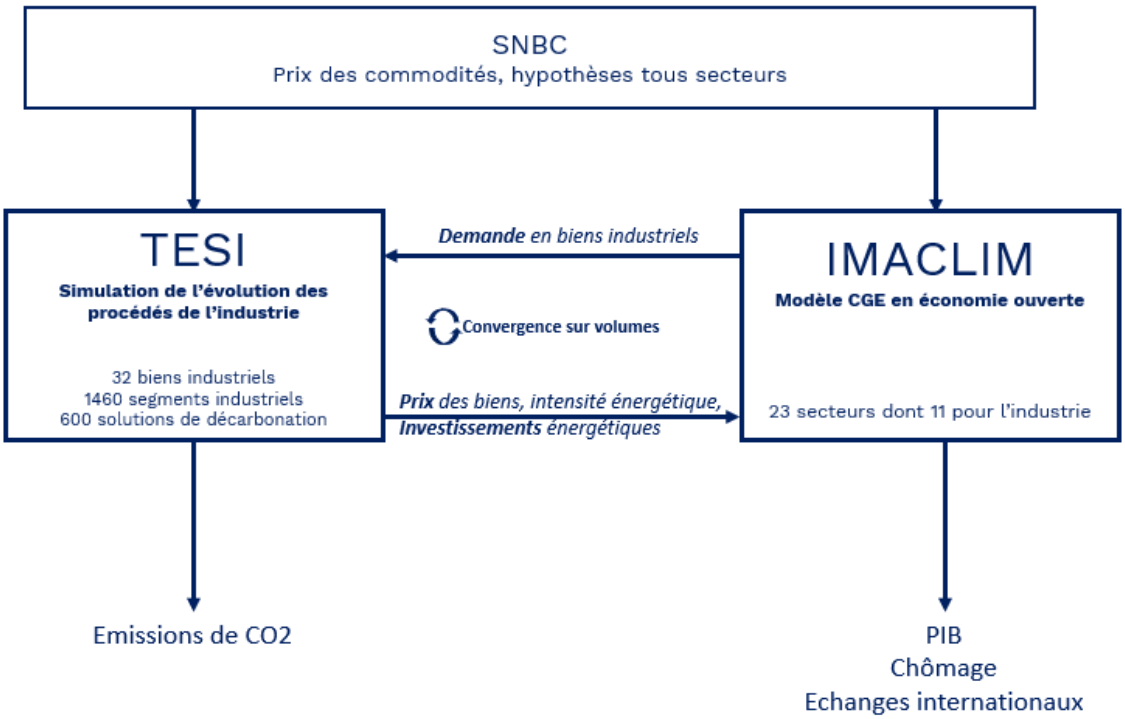


Figure 126 Schéma simplifié des liens entre les modèles et les sorties associées

C. Les scénarios modélisés

Les deux scénarios utilisés dans notre analyse proviennent des travaux de la Stratégie Nationale Bas Carbone (SNBC) : AME (Avec Mesures Existantes) et AMS (Avec Mesures Supplémentaires). Ces deux scénarios sont associés à des hypothèses sectorielles couvrant l'ensemble de l'économie et fournissent des projections sur les prix des commodités à l'horizon 2050.

Le scénario AME correspond à une poursuite des politiques publiques déjà en place, tandis que le scénario AMS envisage une décarbonation profonde de l'économie, notamment grâce à l'implémentation de mesures supplémentaires et un prix du carbone significativement plus élevé (voir Figure 127).

Tableau 22 Trajectoires des prix du CO_2 dans les scénarios AMS et AME

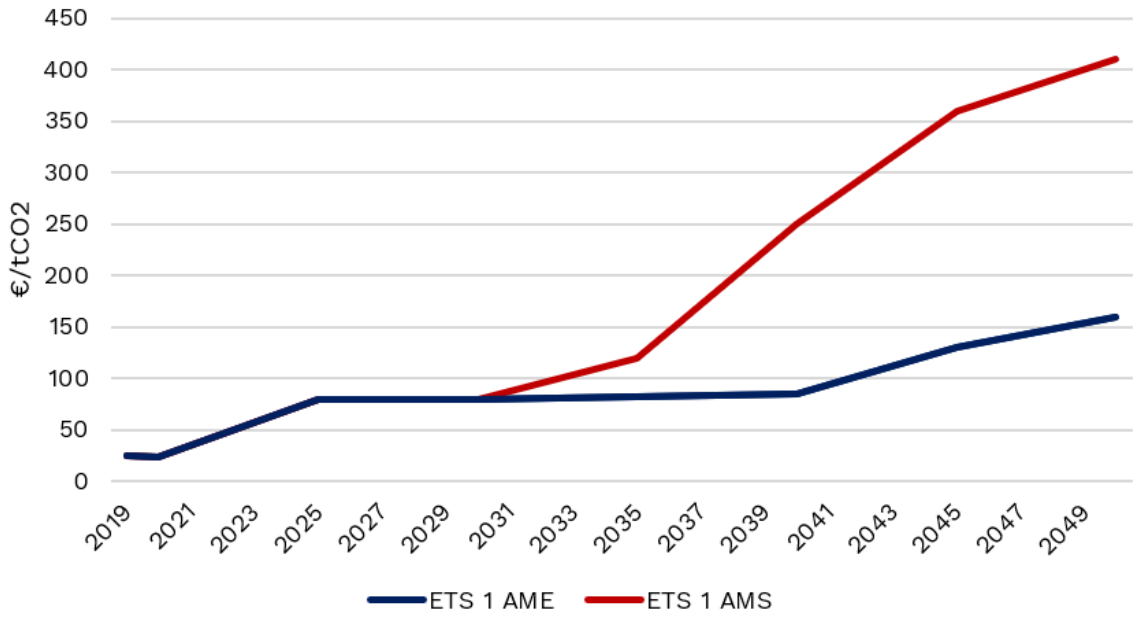


Figure 127 Évolutions du prix du CO_2 dans les scénarios AMS et AME

Les prix des biens dans le reste du monde sont supposés constants, à ceux de 2018 en France. Cette hypothèse, bien que forte, permet de tester la sensibilité du modèle à un scénario défavorable de délocalisation de l'activité, modéré par des variations des élasticités (jouant sur l'exposition au commerce international) et par la mise en place d'un CBAM. L'intégration de ce dernier équivaut à deux situations : d'une part, une décarbonation du reste du monde avec des surcoûts de production, d'autre part, un immobilisme international où les biens importés sont taxés à leur entrée dans l'UE.

D. Résultats des simulations

a) Convergence

Plusieurs dynamiques sont observées lors de la convergence des modèles TESI et IMACLIM. Pour le scénario AMS, les prix augmentent rapidement dès 2030 dans TESI, en raison de l'adaptation du parc productif aux contraintes carbone anticipées et donc des investissements réalisés *en avance.* Ces investissements étant partiellement non adaptés aux contextes des prix de la période de 2030, cela entraîne une forte anticipation des contraintes carbone et une destruction de la demande dans IMACLIM.

Dans les itérations suivantes, suite à cette baisse de demande, TESI ajuste les capacités de production en limitant les investissements et l'anticipation des contraintes carbone du parc. Les prix diminuent également dans le cas de fortes baisses de production, ce qui mène à des fermetures d'usines, ciblant les moins efficaces énergétiquement. Cependant, entre 2040 et 2050, les prix augmentent de nouveau, car le parc n'a pas pu anticiper les contraintes carbone et se retrouve avec des actifs polluants à remplacer rapidement, ce qui fait monter les prix. Ainsi, dans IMACLIM, un transfert d'activité se produit de la fin vers le début de la période, entraînant une hausse des investissements nécessaires pour 2030 et une baisse des prix en 2050. Les dynamiques de convergence, explicitées dans le Tableau 23, se produisent à la fois sur chaque pas de temps et avec des transferts entre périodes, ce qui est le signe de l'intégration d'une inertie représentée dans TESI.

Tableau 23 Mécanismes de converge des modèles

Modèle	Cause	Conséquence	Convergence
TESI	Baisse d'activité	Fermeture des usines les moins efficaces	Augmentation de l'efficacité énergétique et réduction de l'inertie. ***Baisse des prix***
		Arrêt des investissements	CT : moins d'anticipation des contraintes futures. ***Baisse des prix.*** LT : inadéquation du parc avec les fondamentaux. ***Hausse des prix***
IMACLIM	Hausse des prix	Destruction de demande	Hausse du chômage, effet récessif -> ***Baisse de la demande***
		Perte de compétitivité	Augmentation des impôts (dégradation des exportations) -> ***Baisse de la demande***

Les équilibres observés lors de la première itération sont illustrés dans la Figure 128, qui montre la répartition des effets :

- **Efficacité énergétique** (EE), correspondant à la fermeture des usines les moins efficaces.
- **Investissement** *(Inves),* lié à l'amortissement supplémentaire et à l'évolution de la structure de consommation.
- **P*rix,*** qui correspond à l'augmentation du prix des commodités.

Lors de la première itération, le principal moteur de l'augmentation des prix en 2030 est l' investissement anticipé en réponse aux prévisions des prix des commodités. Cette anticipation entraine une augmentation relativement modérée des prix en 2040 et 2050, car le parc industriel bénéficie pleinement de la période 2020-2050 pour se décarboner. A la fin de cette période, les prix augmentent sous la pression croissante du prix du carbone, bien que cela soit partiellement compensé par la fermeture des usines inadaptées.

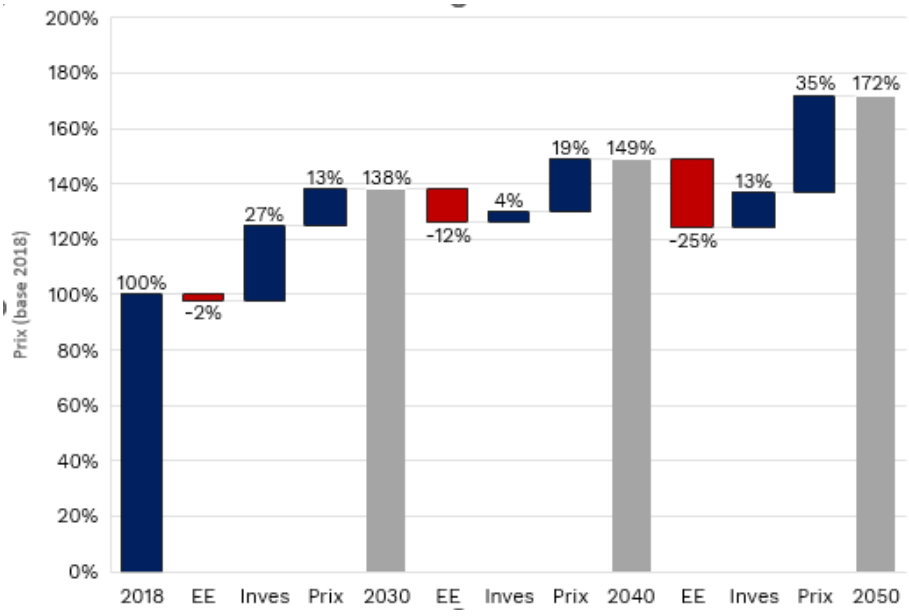


Figure 128 Décomposition des facteurs explicatifs de l'évolution des prix de production entre 2030 et 2050 pour la première itération

Sur la Figure 129, on peut observer la convergence des différentes itérations pour l'année 2030. A la seconde itération, une forte réduction de l'activité se produit, ce qui contracte les investissements en raison d'une moindre anticipation des contraintes carbone et force la fermeture d'usines, augmentant ainsi l'efficacité énergétique. Aux itérations 3 et 5, le rétablissement de certains investissements corrige partiellement ces effets, menant à une stabilisation progressive des paramètres économiques et industriels.

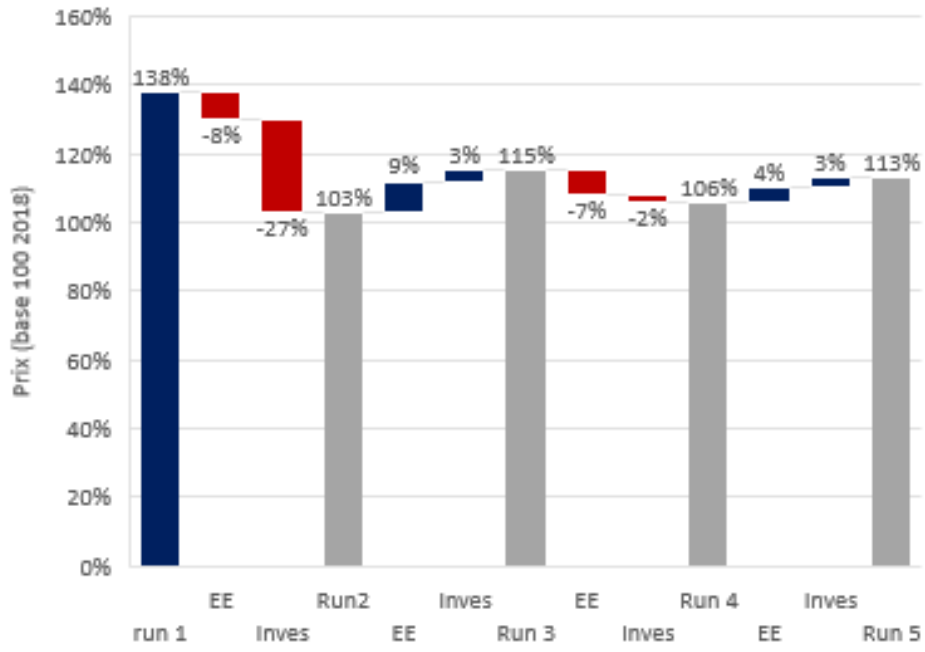


Figure 129 Convergence des prix sur l'année 2030 dans le scénario AMS

Toutefois, en 2040 (Figure 130), la combinaison des effets de court terme (*Inves* : amortissement des nouveaux investissements) et de long terme (*Parc* : modification de la structure du parc industriel issu de la convergence en 2030) devient plus complexe. Ces effets combinés peuvent influencer dans des directions opposées.

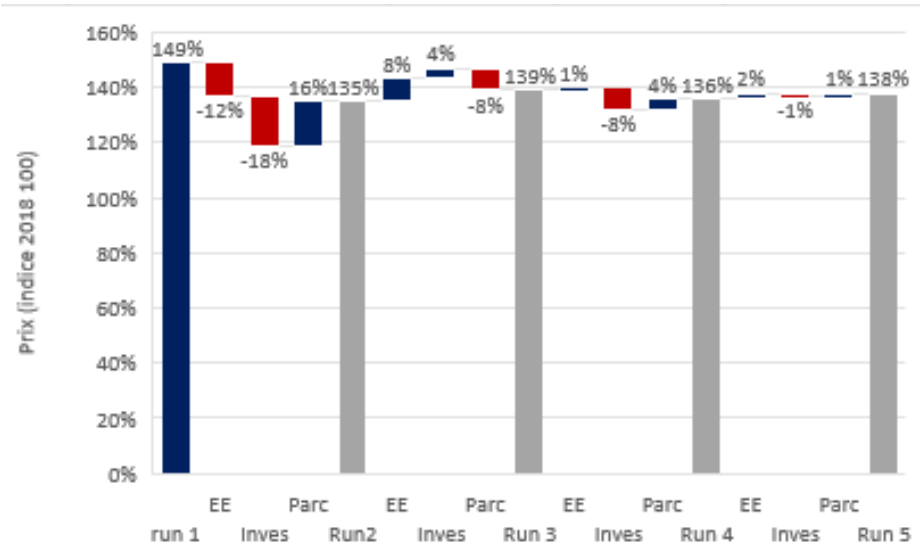


Figure 130 Convergence des prix dans le scénario AMS

L'évolution moyenne des prix dans l'industrie masque des oscillations importantes dans certains secteurs. Les variations sont de l'ordre de 20 à 30 % pour les secteurs les plus émetteurs, tels que le ciment, la sidérurgie et la chimie), tandis qu'elles sont plus faibles dans

d'autres secteurs, atteignant moins de 10 % pour le papier, l'industrie diffuse et l'agroalimentaire.

Ainsi, l'apport du couplage entre les modèles TESI et IMACLIM permet, non seulement d'obtenir un niveau de détail sectoriel accru, mais aussi de rendre explicite l'ajustement des capacités de production à la demande, ainsi que de plusieurs effets d'inertie.

b) Impacts économiques de la décarbonation de l'industrie

La comparaison des scénarios AMS et AME permet d'évaluer l'impact d'une décarbonation de l'industrie réalisée dans un contexte privilégié par rapport au scénario de base contrefactuel. Le prix élevé du carbone dans le scénario AMS stimule les investissements nécessaires, tandis que le CBAM limite les fuites de carbone potentielles. Dans le scénario AMS, le PIB se contracte de 3.3 % en 2030 et de 3.5 % en 2050 avec un maximum en 2040 de 3.9 % (Figure 131) par rapport au scénario AME. Cette contraction du PIB est essentiellement due aux effets récessifs induits par l'augmentation significative des prix dès 2030, à des investissements relativement limités et à un effet d'amortissement du changement technologique sur le prix du CO_2 réduit. La destruction de la demande et les effets récessifs subséquents sont les principaux facteurs de cette baisse du PIB.

A court terme, la baisse des exportations est le principal facteur de réduction du PIB, en raison du caractère asymétrique du CBAM (les exportations restant soumises au prix du carbone). Cependant, ce facteur devient secondaire en 2050.

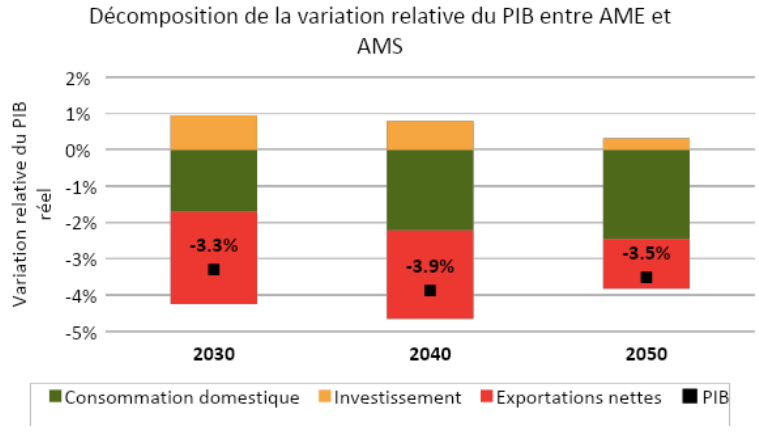


Figure 131 Variation relative du PIB entre les scénarios AME et AMS

Ainsi, une analyse approfondie des indicateurs macroéconomiques, révèle un impact significatif du scénario de décarbonation dès l'année 2030. En effet, l'indice des prix à la consommation connaît une augmentation de 5,4 %, tandis que l'emploi enregistre une réduction de 1.9 % (Figure 132), avant de se stabiliser à l'horizon 2050. Par ailleurs, de nombreux secteurs industriels et manufacturiers exposés à la concurrence internationale, tels

que la chimie-pharmacie, le papier, une partie de la métallurgie, l'agroalimentaire, et diverses industries manufacturières, subissent des pertes nettes conséquentes attribuables à une réduction générale de compétitivité. Néanmoins, les investissements dans les technologies bas carbone, notamment dans la rénovation, stimulent la demande dans certains secteurs comme ceux de l'acier, du ciment et des équipements.

Ces effets trouvent principalement leur origine dans la hausse significative des prix des produits manufacturés, particulièrement marquée dans le scénario AMS, avec des augmentations oscillantes entre 30 % et 80 % pour les secteurs énergivores (Figure 132). De surcroit, les effets résultant de l'appréciation du taux de change réel accentuent également ces impacts, s'échelonnant entre 6 % et 8 %.

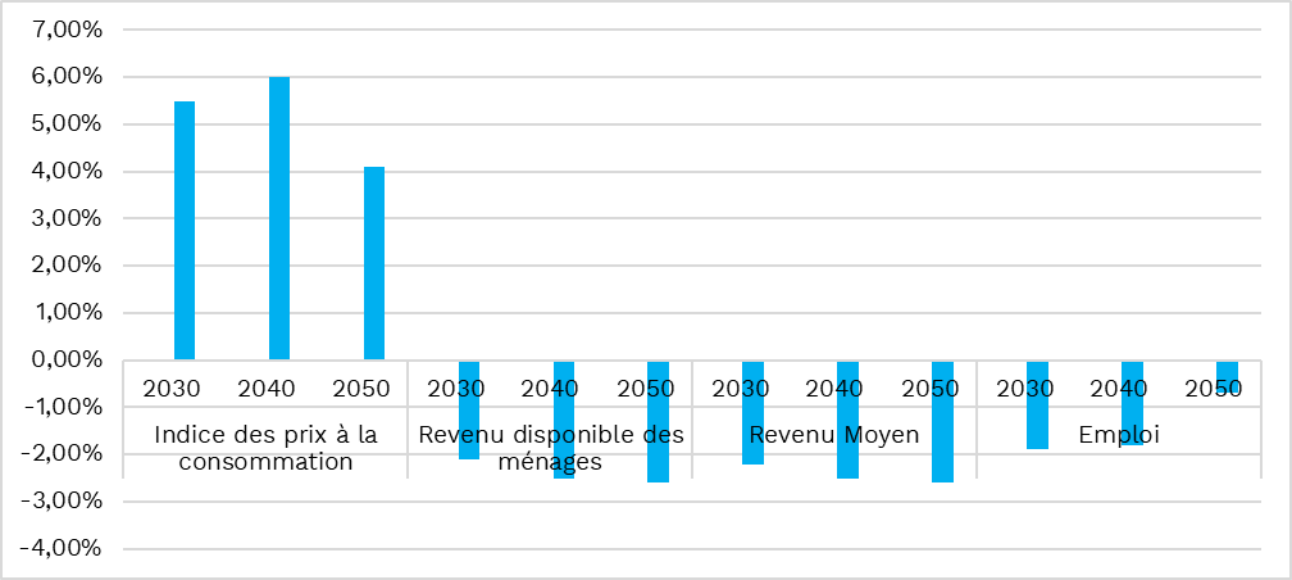


Figure 132 Variation relative des indicateurs macroéconomiques entre AMS et AME

Cette forte augmentation des coûts conduit à des délocalisations et génère des effets de bouclages macroéconomiques qui impactent en retour la demande.

La décarbonation est relativement poussée dans le scénario AMS, avec une réduction de -79 % des émissions de CO_2 d'ici 2050, se rapprochant des objectifs climatiques. Cet est atteint grâce à une combinaison entre la réduction des capacités de production et une demande suffisamment soutenue pour stimuler les investissements dans des capacités bas carbone. Cela met en lumière l'interaction entre les effets rétroactifs de court terme (modèle IMACLIM) et de long terme (modèle technoexplicite).

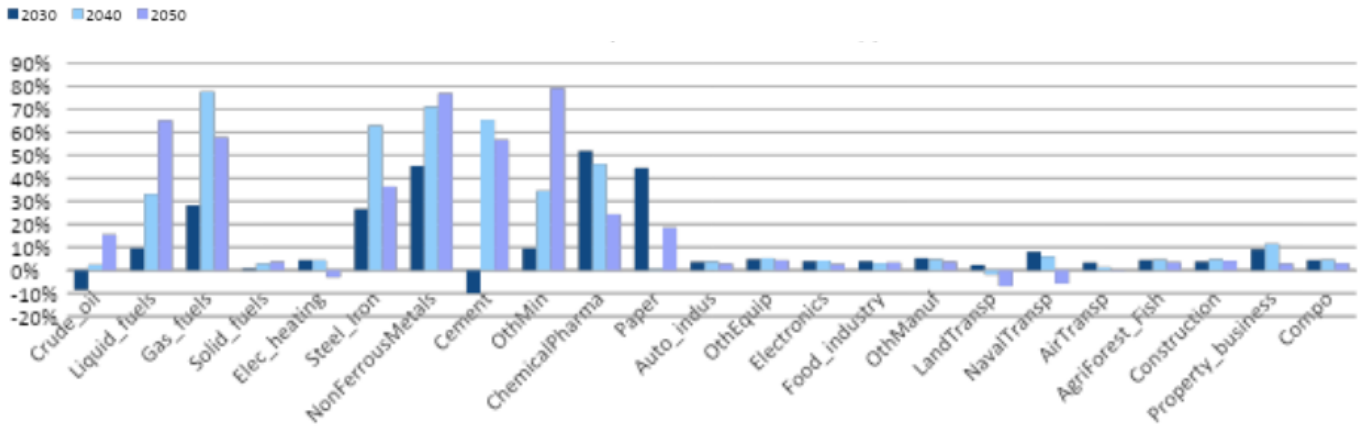


Figure 133 Variation relatives des prix entre AMS et AME par secteur

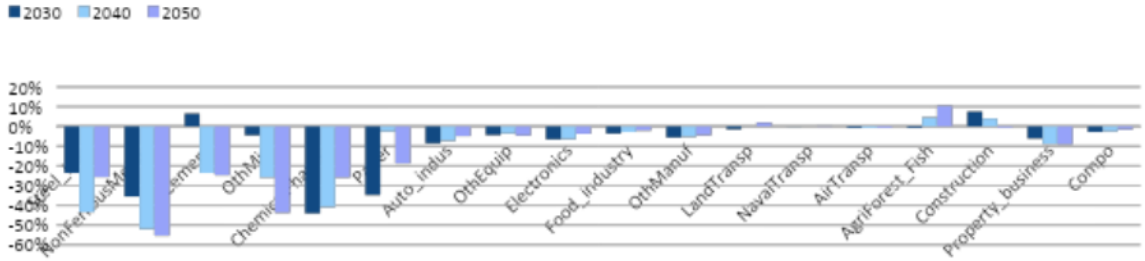


Figure 134 Variation relative de la production entre AME et AMS

En comparaison, en l'absence de couplage avec le modèle TESI, les impacts sont nettement plus modérés, avec un effet net négatif quasi négligeable sur le PIB (-0,2 % en 2030 et -1,1 % en 2050). En effet, l'élasticité capital-énergie conduisait à surestimer les besoins d'investissements, ce qui, par effet d'entraînement, stimulait l'économie. De plus, lorsque les modèles sont couplés, les investissements sont répartis sur une période plus étendue, en raison notamment des effets d'inertie intertemporels (-25 % en 2030, +15 % en 2050). Symétriquement, le modèle TESI sans couplage, conduit à des investissements plus précoces et substantiels, entraînant un coût de décarbonation plus faible, avec une augmentation de 12 % du coût total de transition dans le périmètre de l'industrie.

c) Analyse de sensibilités

Plusieurs variantes ont été réalisées afin d'explorer l'impact d'une exposition accrue au marché international : soit en l'absence de CBAM, soit en augmentant l'élasticité aux importations des industries intensives en énergie. Ces élasticités ont été portées à une valeur de 3, se situant ainsi dans la fourchette haute pour les industries IGCE (GTAP, 2019 ; Le Treut, 2018). Les effets sur les volumes de production dans les scénarios AMS sont représentés dans la Figure 135. Il apparaît que les secteurs intensifs en énergie sont particulièrement affectés,

à la fois par la suppression des protections aux frontières et par une exposition accrue au marché international. Des réductions de la production domestique allant de 30 à 50 % sont envisagés pour 2040, et jusqu'à 60 % pour 2050 par rapport au scénario AMS présenté précédemment.

Dans le contexte de la suppression du CBAM, la baisse de la production s'explique par un effet direct consistant en le remplacement de la production domestique par des importations. Néanmoins, certains secteurs bénéficient de la réduction des coûts des biens importés par rapport au scénario de base, augmentant ainsi leur compétitivité. Cela concerne notamment l'automobile ou les matériaux composite, particulièrement dans le cas d'élasticités élevées (Figure 136 et Figure 137). L'augmentation des élasticités impacte plus largement l'économie, avec un remplacement croissant de la production des industries énergivores par des importations. L'effet récessif se trouve alors accentué, impactant de manière significative la demande domestique et l'ensemble des secteurs.

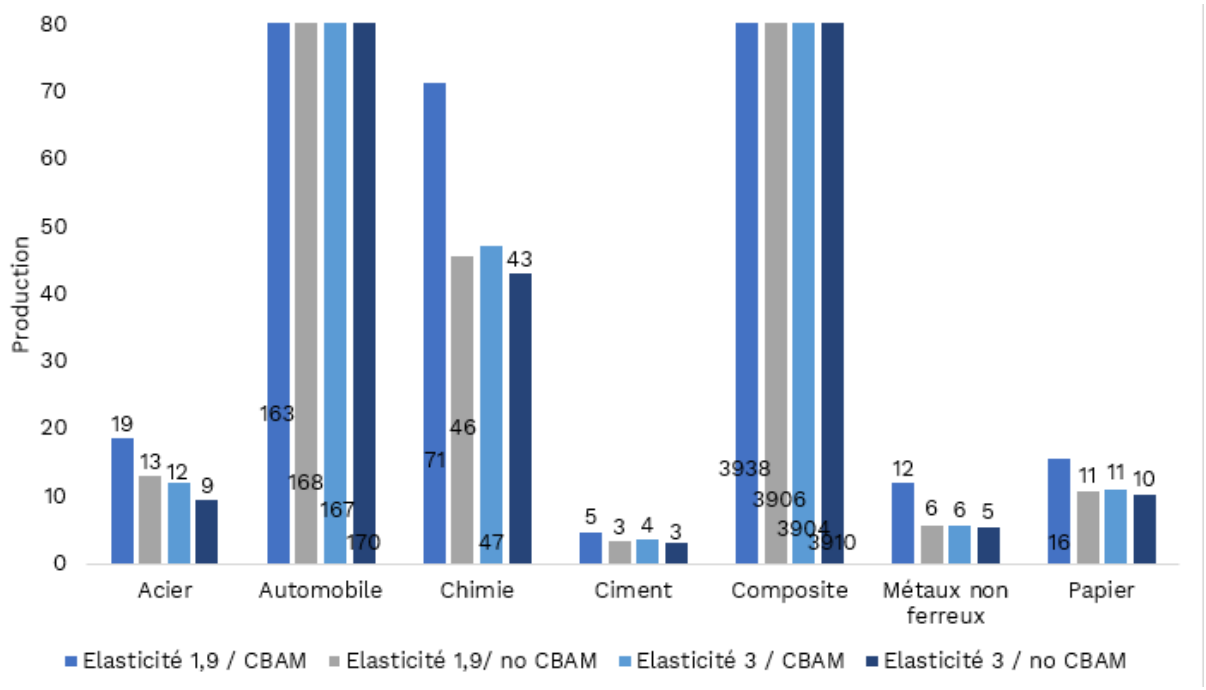


Figure 135 Variation relative de l'activité sectorielle dans les scénarios AMS

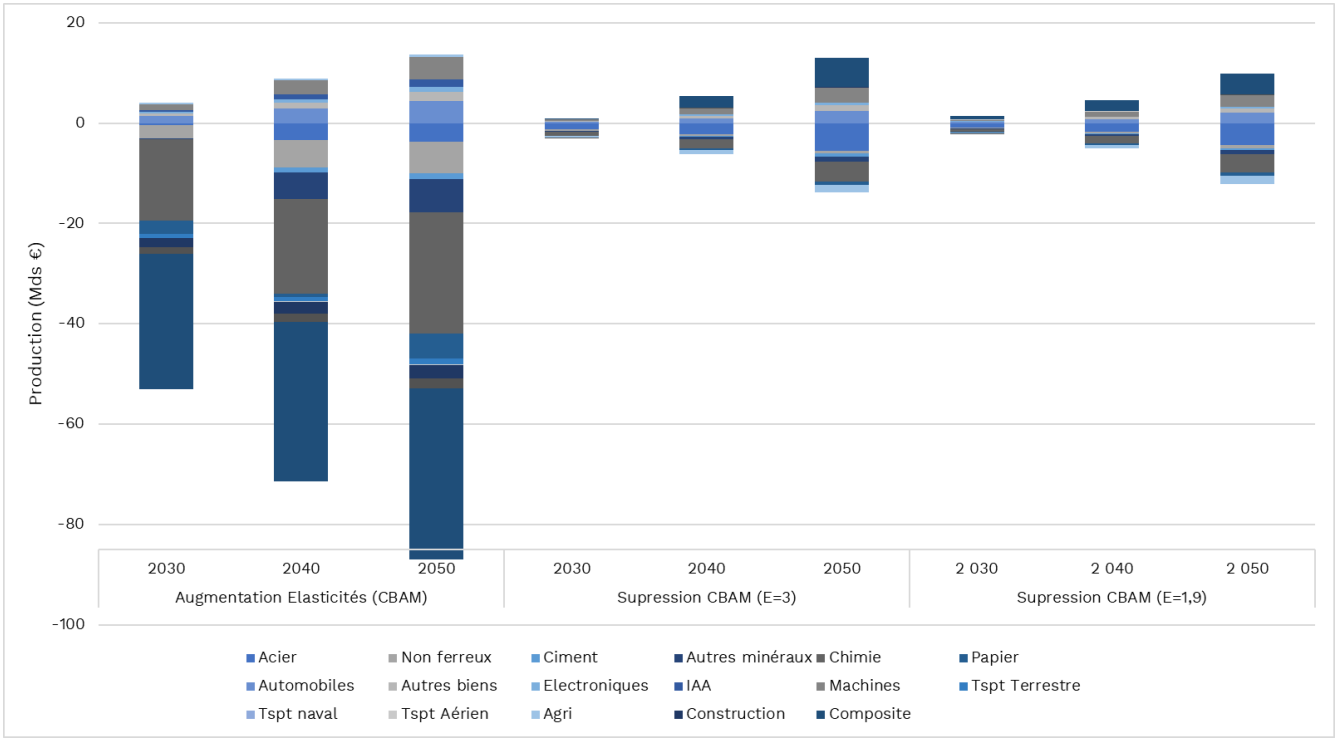


Figure 136 Impact de l'augmentation des élasticités ou de la suppression du CBAM sur les volumes de production par secteurs. Lecture : l'augmentation des élasticités de 1,9 à 3 dans un scénario avec CBAM entraîne une chute de production de 86 mds € dont 28 mds € pour les matériaux composite, et une hausse de 13 mds € dont 6Mds € pour l'automobile, soit un solde de -73 mds €.

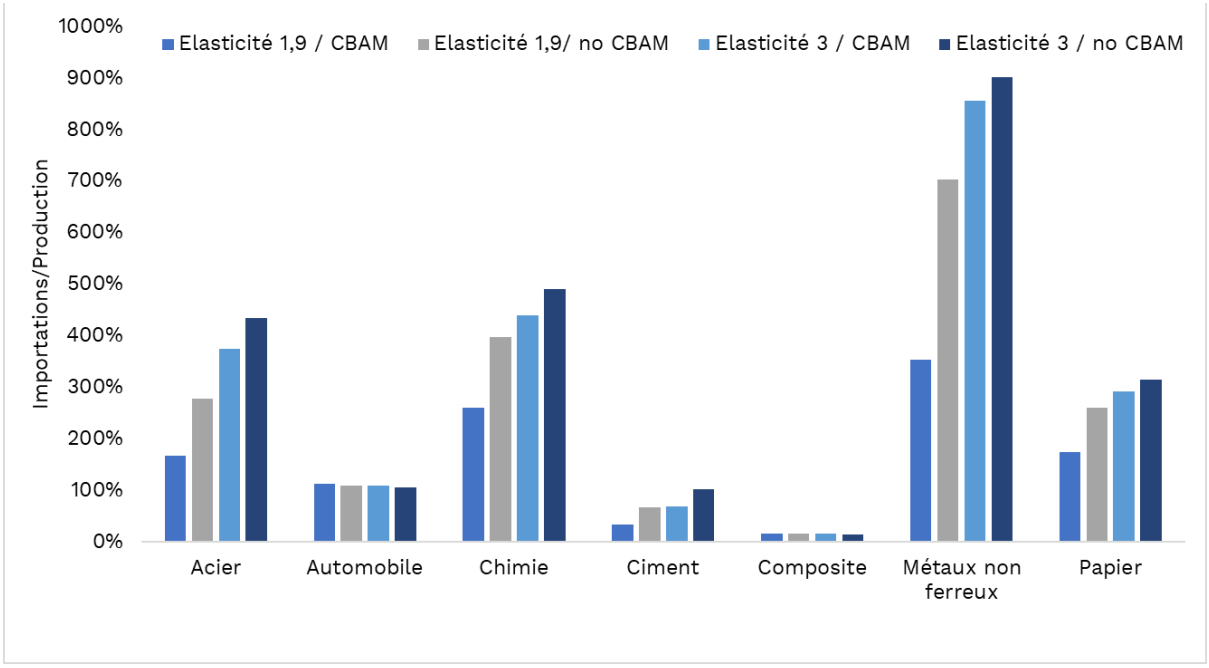


Figure 137 Sensibilité au CBAM et aux échanges internationaux de la part des imports dans la consommation en 2050

L'impact de la décarbonation, mesuré par la différence entre les scénarios AMS et AME, varie selon les secteurs et les scénarios (Figure 138).

La Figure 140 illustre l'impact de la décarbonation dans ce contexte (comparaison entre AME etAMS dans chacun des contextes), tandis que les effets combinés des trois paramètres (niveau de décarbonation, CBAM, et élasticités) sur le PIB en 2050 sont illustrés sur la Figure 139. Ainsi, l'absence de CBAM et une forte exposition au marché international entraîne chacun une réduction du PIB de l'ordre de 1 à 2 % dans les scénarios de décarbonation. Sans décarbonation, la plus forte exposition au marché international n'a que des effets limités, puisque les prix de production augmentent relativement peu par rapport aux prix internationaux, permettant ainsi de bénéficier de prix inférieurs. En outre, la suppression du CBAM a un impact modérément négatif sur le PIB (-0,3 à -0,6 % en 2050), mais selon notre modélisation elle entraîne également un manque à gagner de 17 milliards d'euros pour les finances publiques, correspondant alors à une augmentation du taux d'endettement de 3 %.

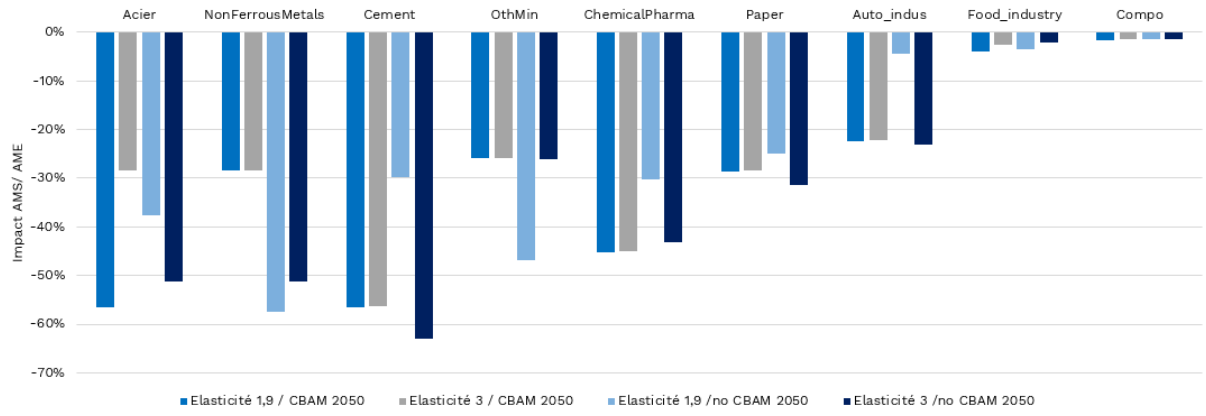


Figure 138 Différence AMS/AME sur la production des secteurs industriels

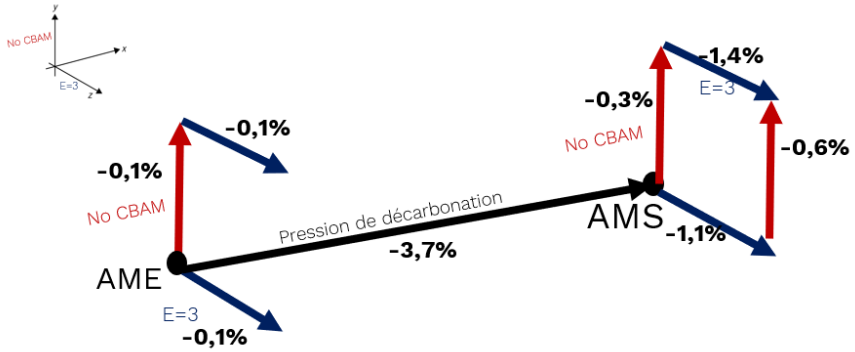


Figure 139 Impacts combinés de l'augmentation de l'élasticité, de la suppression du CBAM et de la décarbonation sur le PIB en 2050

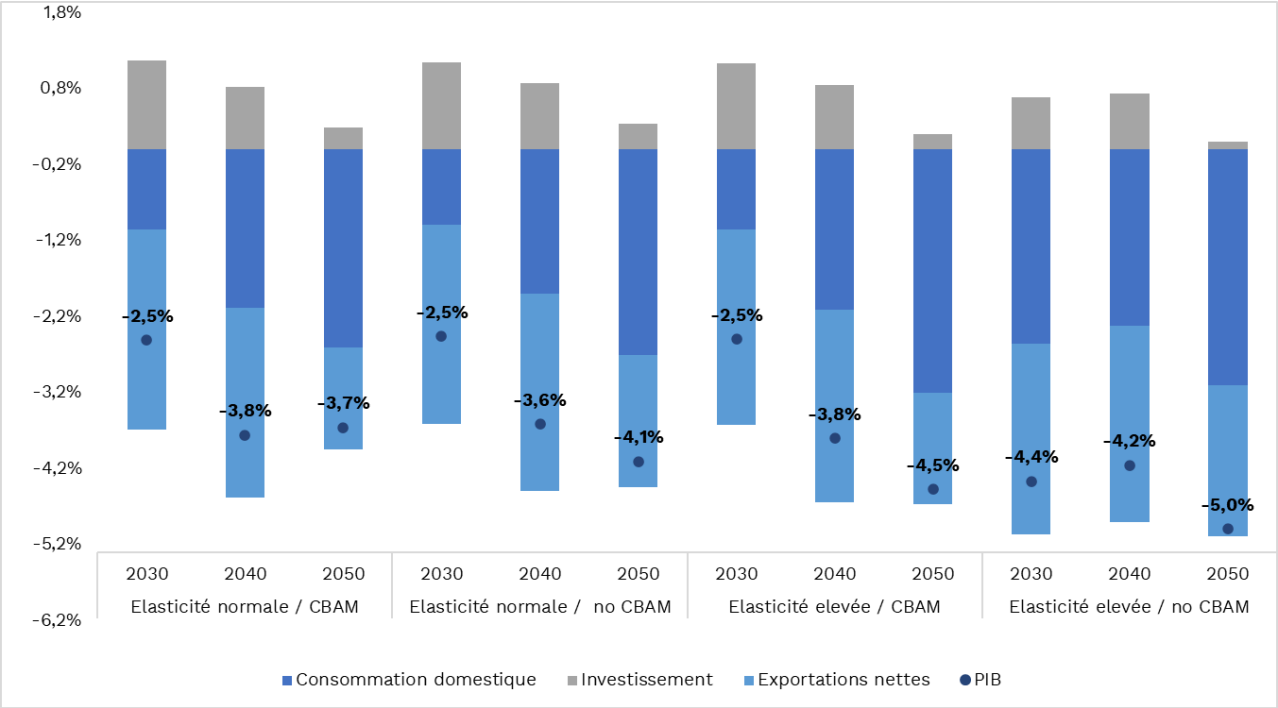


Figure 140 Impact de la décarbonation sur le PIB (différence AMS/AME)

Les émissions de CO_2 semblent baisser de façon significative dans tous les scénarios (Figure 141), avec des réductions atteignant -65 %, même dans le scénario le plus défavorable. Toutefois, une part substantielle de cette contraction est imputable à la réduction d'activité dans les secteurs polluants. Si l'on corrige du volume d'activité pour isoler la pure décarbonation des procédés industriels, cette diminution apparaît bien moins prononcée. On constate que les scénarios défavorables n'ont pas conduit à des investissements significatifs dans les technologies bas carbones. En effet, la baisse de la demande entraîne une contraction telle du niveau de production que le rythme de renouvellement du parc industriel est considérablement ralenti, empêchant ainsi une adoption massive des nouveaux procédés.

Dans ce contexte, la biomasse devient la solution privilégiée de décarbonation en raison de son faible besoin d'investissement et de sa grande flexibilité opérationnelle. Cependant, cette orientation vers la biomasse engendre de fortes tensions, notamment sur le secteur du papier. Pour estimer les véritables fuites de carbone (partie droite de la Figure 141), nous postulons que les produits importés sont produits avec une intensité carbone égale à celle de la production française, mais avec un retard de dix ans. Cette hypothèse reflète une position de leadership de l'Europe dans la décarbonation. Sous cette hypothèse, le scénario le plus défavorable présente une contraction très limitée de l'empreinte carbone, avec des émissions restant supérieures à l'équivalent de 40 Mt CO_2/an, soit un taux de fuite de carbone de 40 %.

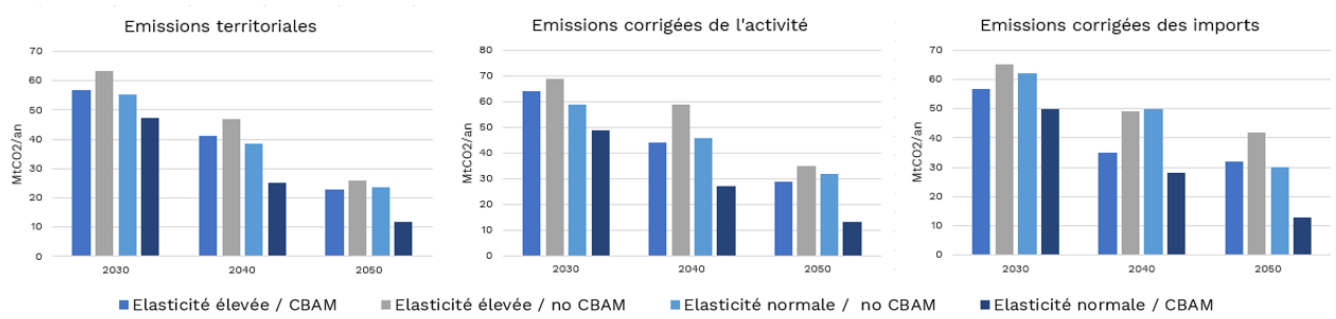


Figure 141 Évolutions des émissions dans les scénarios AMS

E. Conclusion

Nous avons proposé une nouvelle approche couplant un modèle bottom-up très détaillé du secteur industriel français avec un modèle d'équilibre général pour évaluer l'impact de la décarbonation de l'industrie sur l'économie française et examiner de potentielles fuites de carbone. Les résultats montrent des impacts modérés dans un scénario favorable (-3.7 % de PIB) tout en atteignant des réductions importantes des émissions de CO_2 , soulignant ainsi l'importance du CBAM dans un contexte de prix du carbone élevé. En effet, sans CBAM ou avec une forte exposition au marché international, bien que les délocalisations soient limitées à quelques secteurs sans choc majeur sur l'économie (1 à 2 % de réduction du PIB), les objectifs de décarbonation sont sérieusement compromis.

Par ailleurs, nous avons mis en lumière des effets d'inertie significatifs nécessitant une demande suffisament stable pour stimuler l'investissement dans les technologies bas carbone. De plus, bien que des signaux de prix du carbone anticipés puissent réduire les coûts de transition à long terme, ils entraînent une augmentation substantielle des coûts de production à court terme.

Une limitation importante du couplage des modèles réside dans la segmentation sectorielle utilisée. En effet, les secteurs les plus à risque de délocalisation ou de décroissance sont aussi les plus énergivores. Il est donc logique de s'attendre à ce que cette réduction d'activité soit en réalité ciblée sur les quelques procédés les plus polluants de ces industries. Par conséquent, l'impact à l'échelle du secteur industriel pourrait être nettement inférieur à celui anticipé. Par exemple, dans les secteurs de l'acier et de la chimie, les étapes perdant le plus en compétitivité (réduction du fer, production d'ammoniac, production d'oléfines) représentent une part minime de la valeur ajoutée. Il est ainsi concevable que leur relocalisation n'affecte que marginalement la chaîne de valeur aval, compte tenu des avantages significatifs de l'Europe dans les industries de transformation secondaire. Le bilan énergétique et les émissions de CO_2 seraient peu impactés par ce niveau de segmentation, continuant à soulager la pression sur les ressources bas carbone disponibles. Ces travaux appellent à repenser la segmentation

sectorielle pour intégrer les nouvelles commodités de demain et mieux évaluer l'impact des chaînes de valeur du XXIe siècle. Des recherches supplémentaires sont nécessaires pour identifier précisément l'impact du dispositif CBAM, notamment son asymétrie entre importations et exportations, ainsi que sa couverture sectorielle partielle.

7. Conclusion

Alors que les plans de réindustrialisation se construisent en parallèle d'une réduction de la production industrielle, la transition vers un nouveau paradigme énergétique est indispensable et semble imminente. Si l'électrification de l'industrie a longtemps été sur la table, pour des raisons de souveraineté énergétique ou désormais de décarbonation, jamais les signaux de long terme n'y auront été aussi favorables.

Dans le cadre de cette thèse nous souhaitions étudier les effets à long terme des mesures politiques en matière d'énergie sur l'évolution de l'industrie dans un contexte de décarbonation. En représentant l'ensemble des acteurs industriels il a été possible de dresser un panorama de l'évolution de variables clé du système énergétique dans un contexte de décarbonation.

Pour répondre à cette problématique, nous avons développé un modèle de prospective énergétique bottom-up de simulation. Ce choix de modèle s'est imposé par sa facilité de mise en place, sa modularité, sa capacité à orienter son paradigme entre scénarios normatifs, d'optimisation, ou de prospective exploratoire ('what if'). En se basant sur les fondamentaux de long terme et en explorant les modes de prise de décision des industriels, le couplage entre atteinte des objectifs de long terme et politique de court terme est possible. A ce titre, la mise en valeur de fenêtre d'opportunité d'évolution du matériel rejoint des conclusions top-down sur la valeur d'une action anticipé en faveur du climat.

L'effet de plusieurs effets ont été simulés sur l'évolution du système industriels, avec des variations de prix et volatilité du prix du CO_2, mais également des contraintes exogènes sur la disponibilité de ressources de décarbonation (biomasse, recyclage, ccs). Ces résultats ont mis en valeur le grand champ des possibles en termes de consommation d'énergie, lié à de fortes incertitudes sures, et des solutions avec des profils technoéconomiques proches avec de potentielles bascules entre elles.

De nouveaux éléments sur les investissements supplémentaires liés à la décarbonation ont également été simulés, avec des besoins de l'ordre de 1mds par an d'ici 2050 dans un scénario optimiste (minimisation des coûts échoués et des investissements avec regrets), à plus de 2mds dans des scénarios plus contrastés. Plusieurs dispositifs réglementaires peuvent permettre de réduire ces coûts d'investissements, et notamment les CCfD. Ceux-ci peuvent avoir un impact important, en offrant une vision long terme. Toutefois, leur design et leur calibrage sont tout sauf triviaux au vu des réalités variés des secteurs industriels, la volonté de

diminuer les effets d'aubaine, et notamment du couplage à court terme entre prix du CO_2 et de l'électricité.

Les résultats précédents montrent bien la pertinence de nos choix de modélisation dans la comparaison des technologies à long terme, avec un set de contraintes modélisables large. Le modèle permet de mettre en évidence des basculements technologiques, des éléments de coût de CO_2 break-even. Ces travaux pourront être comparé à des calculs de coût d'abattement, calculé selon une perspective de maximisation socio-économique.

Cependant, ces résultats ne doivent pas être interprété sans certaines restrictions qu'il convient de dresser en parallèle des perspectives offertes par ces travaux. La description des nouveaux procédés industriels est complexe et nécessite d'être régulièrement mis à jour, et testé en sensibilité. En effet, le faible foisonnement des solutions techniques, des difficultés extrêmement spécifiques d'implémentation rendant le concept de maturité technologique parfois caduque. La percée rapide du procédé de traitement cryogénique du CO_2 durant ce travail de thèse n'a à ce titre pas pu être pris en compte. Certains secteurs mériteraient une meilleure représentation, et notamment le secteur de la chimie. Ses nombreux procédés imbriqués, sa cascade de réactifs en sortie de vapocraqueur, et sa forte dépendance à des matières premières carbonées nécessiteraient un traitement spécifique prenant en compte ces spécificités. Un traitement en options réelles liant les investissements massifs (du côté pétrochimique), et l'ensemble de l'industrie diffuse en dépendant serait un développement intéressant.

Également les interactions avec les projets d'infrastructures (CCS, ligne THT) pourront être étudiées précisément, leurs disponibilités réduites (suite à des délais de développement des réseaux ou de jeux d'acteurs) pouvant ralentir la transition. Également, une endogénéisation de solutions portant sur la modification de la nature et du volume des biens consommés via des solutions technologiques (efficacité matière) ou des changements de modes de vie (sobriété) méritent une attention particulière. La description limitée à l'industrie française nécessiterait des couplages plus importants avec le reste du monde et le système énergétique dans sa globalité pour bien prendre en compte l'évolution conjointe entre la disponibilité de ressources bas-carbone au niveau national et mondial et le développement de la consommation de ces ressources. Ce travail d'équilibriste dans une période de mutation importante pourra mettre en évidence de nouveaux dispositifs innovants et est nécessaire pour limiter les risques de chaque côté de ces ressources.

Les travaux sur la compétitivité long terme de l'industrie française doivent également être enrichis et développés avec des scénarios contrastés de décarbonation du reste du monde. Ceci permettra d'assurer une mesure fiable des risques de délocalisation et de fuites de carbone dans un contexte de modification de l'approvisionnement énergétique européen.

Mesurer le risque pesant sur les industries intenses en énergie et le tissu industriel qui leur est relié permettrait de mieux anticiper le rôle de l'industrie française et européenne pour être au service de la décarbonation du reste de l'économie.

8. Bibliographie

Adamson, K.-M., Walmsley, T. G., Carson, J. K., Chen, Q., Schlosser, F., Kong, L., & Cleland, D. J. (2022). High-temperature and transcritical heat pump cycles and advancements: A review. In Renewable and Sustainable Energy Reviews (Vol. 167, p. 112798). Elsevier BV. https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112798

Agaton, C. B. (2021). Application of real options in carbon capture and storage literature: Valuation techniques and research hotspots. In Science of The Total Environment (Vol. 795, p. 148683). Elsevier BV. https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2021.148683

Agaton, Casper Boongaling. Application of Real Options in Carbon Capture and Storage Literature: Valuation Techniques and Research Hotspots ». Science of The Total Environment 795 (novembre 2021): 148683. https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2021.148683.

Agora Energiewende (Ed.) (2023): Breaking free from fossil gas. A new path to a climate-neutral Europe. With assistance of Andreas Graf, Murielle Gagnebin, Matthias Buck.

Ahmad, Iftikhar, Manabu Kano, et Shinji Hasebe. Dimensions and Analysis of Uncertainty in Industrial Modeling Process. JOURNAL OF CHEMICAL ENGINEERING OF JAPAN. Vol. 51, 2018. https://doi.org/10.1252/jcej.17we362.

Alberini, Anna, Andrea Bigano, et Marco Boeri. Looking for Free-Riding: Energy Efficiency Incentives and Italian Homeowners ». Working Papers, Working Papers, mars 2013. https://ideas.repec.org//p/fem/femwpa/2013.24.html.

Alberini, Anna, Andrea Bigano, Milan Ščasný, et Iva Zvěřinová. Preferences for Energy Efficiency vs. Renewables: What Is the Willingness to Pay to Reduce CO2 Emissions? » Ecological Economics 144 (1 février 2018): 171-85. https://doi.org/10.1016/j.ecolecon.2017.08.009.

Alexander, Carol, Xi Chen, et Charles Ward. Risk-Adjusted Valuation for Real Option Decisions ». arXiv:2109.04793 [q-Fin], 10 septembre 2021. http://arxiv.org/abs/2109.04793.

Alexeeva-Talebi V. (2010), «Cost pass-through in strategic oligopoly: Sectoral evidence for the EU ETS», ZEW Discussion Papers, 10-056, ZEW – Leibniz Centre for European Economic Research. https://ideas.repec.org/p/zbw/zewdip/10056.html

"Alexeeva-Talebi V. (2020), Developing Supra-European

Emissions Trading Schemes:

An Efficiency and International Trade Analysis ftp://ftp.zew.de/pub/zew-docs/dp/dp07038.pdf"

Alexeeva-Talebi, V., Böhringer, C., Löschel, A., & Voigt, S. (2012). The value-added of sectoral disaggregation: Implications on competitive consequences of climate change policies. In Energy Economics (Vol. 34, pp. S127–S142). Elsevier BV. https://doi.org/10.1016/j.eneco.2012.10.001

Alexeeva-Talebi, Viktoria. Cost Pass-Through in Strategic Oligopoly: Sectoral Evidence for the EU ETS ». SSRN Electronic Journal., 2010. https://doi.org/10.2139/ssrn.1674850.

Allan, Shawn; Shulman, Holly; Fall, Morgana; Sisson, Rick; Apelian, Diran (2008): Microwave Heating Technologies. In Heat Treating Progress, 06.2008

Allcott, Hunt, et Michael Greenstone. Is There an Energy Efficiency Gap? » Journal of Economic Perspectives 26, no 1 (1 février 2012): 3-28. https://doi.org/10.1257/jep.26.1.3.

Allwood, Julian M. Transitions to material efficiency in the UK steel economy ». Philosophical Transactions of the Royal Society A: Mathematical., Physical and Engineering Sciences 371, no 1986 (13 mars 2013): 20110577. https://doi.org/10.1098/rsta.2011.0577.

Andersen, Kristoffer S., Lars B. Termansen, Maurizio Gargiulo, et Brian P. Ó Gallachóirc. Bridging the Gap Using Energy Services: Demonstrating a Novel Framework for Soft Linking Top-down and Bottom-up Models ». Energy 169 (février 2019): 277-93. https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.11.153.

Andersson, F. N. G. (2020). Effects on the manufacturing, utility and construction industries of decarbonization of the energy-intensive and natural resource-based industries. In Sustainable Production and Consumption (Vol. 21, pp. 1–13). Elsevier BV. https://doi.org/10.1016/j.spc.2019.10.003

Andrews, Dan, Giuseppe Nicoletti, et Christina Timiliotis. DIGITAL TECHNOLOGY DIFFUSION: A MATTER OF CAPABILITIES, INCENTIVES OR BOTH? ECONOMICS DEPARTMENT WORKING PAPERS No. 1476 », s. d., 79.

Ang, B. W. The LMDI approach to decomposition analysis: a practical guide ». Energy Policy 33, no 7 (1 mai 2005): 867-71. https://doi.org/10.1016/j.enpol.2003.10.010.

Angstrom Engineering: Electron Beam Evaporation. Available online at https://angstromengineering. com/tech/electron-beam-evaporation/, checked on 4/5/2023

Anouliès, Lisa. Heterogeneous Firms and the Environment: A Cap-and-Trade Program ». Journal of Environmental Economics and Management 84 (juillet 2017): 84-101. https://doi.org/10.1016/j.jeem.2017.02.004.

Argote, L., et D. Epple. Learning Curves in Manufacturing ». Science 247, no 4945 (23 février 1990): 920-24. https://doi.org/10.1126/science.247.4945.920.

Arpagaus, C., Bless, F., Uhlmann, M., Schiffmann, J., & Bertsch, S. S. (2018). High temperature heat pumps: Market overview, state of the art, research status, refrigerants, and application potentials. Energy, 152, 985-1010.

Arpagaus, Cordin; Bless, Frederic; Uhlmann, Michael; Schiffmann, Jürg; Bertsch, Stefan (2018): High Temperature Heat Pumps: Market Overview, State of the Art, Research Status, Refrigerants, and Application Potentials. In The International Refrigeration and Air Conditioning Conference. Available online at https://docs.lib.purdue.edu/cgi/viewcontent.cgi?article=2875&context=iracc.

Arquié, Axelle, et Malte Thie. Energy, Inflation and Market Power: Excess Pass-Through in France », s. d.

Assoumou, Edi, Frédéric Ghersi, Jean Charles Hourcade, Li Jun, Nadia Maïzi, et Sandrine Selosse. Reconciling Top-down and Bottom-up Energy/Economy Models: A Case of TIAM-FR and IMACLIM-R », s. d., 39.

Atkeson, A. G., Eisfeldt, A. L., & Weill, P.-O. (2017). Measuring the financial soundness of U.S. firms, 1926–2012. In Research in Economics (Vol. 71, Issue 3, pp. 613–635). Elsevier BV. https://doi.org/10.1016/j.rie.2017.05.003

Atkeson, Andrew, and Ariel Burstein. 2008. "Pricing-to-Market, Trade Costs, and International Relative Prices." American Economic Review, 98 (5): 1998–2031.

Bachner, G., J. Mayer, K.W. Steininger, A. Anger-Kraavi, A. Smith, et T.S. Barker. Uncertainties in Macroeconomic Assessments of Low-Carbon Transition Pathways - The Case of the European Iron and Steel Industry ». Ecological Economics 172 (juin 2020): 106631. https://doi.org/10.1016/j.ecolecon.2020.106631.

Backlund, Sandra, Patrik Thollander, Jenny Palm, et Mikael Ottosson. Extending the energy efficiency gap ». Energy Policy, Renewable Energy in China, 51 (1 décembre 2012): 392-96. https://doi.org/10.1016/j.enpol.2012.08.042.

Bakucs, Zoltán, Jan Fałkowski, et Imre Fertő. Does Market Structure Influence Price Transmission in the Agro-Food Sector? A Meta-Analysis Perspective ». Journal of Agricultural Economics 65, no 1 (janvier 2014): 1-25. https://doi.org/10.1111/1477-9552.12042.

Baldwin, Elizabeth, Yongyang Cai, et Karlygash Kuralbayeva. To Build or Not to Build? Capital Stocks and Climate Policy∗ ». Journal of Environmental Economics and Management 100 (mars 2020): 102235. https://doi.org/10.1016/j.jeem.2019.05.001.

Barker, Terry, Paul Ekins, et Tim Foxon. Macroeconomic Effects of Efficiency Policies for Energy-Intensive Industries: The Case of the UK Climate Change Agreements, 2000–2010 ». Energy Economics 29, no 4 (juillet 2007): 760-78. https://doi.org/10.1016/j.eneco.2006.12.008.

Barreto, Leonardo, et René Kemp. Inclusion of Technology Diffusion in Energy-Systems Models: Some Gaps and Needs ». Journal of Cleaner Production 16, no 1 (janvier 2008): S95-101. https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2007.10.008.

Barreto, Leonardo, et René Kemp. Inclusion of Technology Diffusion in Energy-Systems Models: Some Gaps and Needs ». Journal of Cleaner Production 16, no 1 (janvier 2008): S95-101. https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2007.10.008.

Bataille, Chris, Mark Jaccard, John Nyboer, et Nic Rivers. Towards General Equilibrium in a Technology-Rich Model with Empirically Estimated Behavioral Parameters ». The Energy Journal SI2006, no 01 (1 septembre 2006). https://doi.org/10.5547/ISSN0195-6574-EJ-VolSI2006-NoSI2-5.

Baudry, et Civel. The Fate of Inventions. What can we learn from Bayesian learning in strategic options model of adoption ? », s. d.

Baudry, Marc, et Anouk Faure. Technological Progress and Carbon Price Formation: An Analysis of EU-ETS Plants », s. d., 41.

Becheikh, Nizar, Réjean Landry, et Nabil Amara. Lessons from Innovation Empirical Studies in the Manufacturing Sector: A Systematic Review of the Literature from 1993–2003 ». Technovation 26, no 5-6 (mai 2006): 644-64. https://doi.org/10.1016/j.technovation.2005.06.016.

Becheikh, Nizar, Réjean Landry, et Nabil Amara. Lessons from Innovation Empirical Studies in the Manufacturing Sector: A Systematic Review of the Literature from 1993–2003 ». Technovation 26, no 5-6 (mai 2006): 644-64. https://doi.org/10.1016/j.technovation.2005.06.016.

Berglund, Christer. Modeling Technical Change in Energy System Analysis: Analyzing the Introduction of Learning-by-Doing in Bottom-up Energy Models$ ». Energy Policy, 2006, 13.

Bittmann, Thomas, Jens-Peter Loy, et Sven Anders. Product Differentiation and Cost Pass-through: Industry-wide versus Firm-specific Cost Shocks ». Australian Journal of Agricultural and Resource Economics 64, no 4 (octobre 2020): 1184-1209. https://doi.org/10.1111/1467-8489.12399.

Boer, Harmen Sytze (H.S.) de, et Detlef (D.P.) van Vuuren. Representation of Variable Renewable Energy Sources in TIMER, an Aggregated Energy System Simulation Model ». Energy Economics 64 (mai 2017): 600-611. https://doi.org/10.1016/j.eneco.2016.12.006.

Böhringer, C., Fischer, C., Rosendahl, K.E. et al. Potential impacts and challenges of border carbon adjustments. Nat. Clim. Chang. 12, 22–29 (2022). https://doi.org/10.1038/s41558-021-01250-z

Boie. Policy Dialogue on the Assessment and Convergence of RES Policy in EU Member States », 2016.

Bordigoni, Mathieu, Marc Berthou, Marielle Frechard, et Edgard Ngaboyamahina. Forecasting White Certificate Flows with System Dynamics », s. d., 16.

Bordigoni, Mathieu. Détermination du rôle de l'énergie dans la compétitivité de l'industrie manufacturière: Études économétriques et modélisation des interdépendances », s. d., 422.

Boulamanti A and Moya J A 2017 Energy efficiency and GHG emissions: Prospective scenarios for the Chemical and Petrochemical Industry (Joint Research Centre)

Boungou, Whelsy, et Bastien Dufau. EU ETS phase IV and Industrial performance ». Economics Letters 236 (1 mars 2024): 111596. https://doi.org/10.1016/j.econlet.2024.111596.

Brealey, R. A., Cooper, I. A., & Habib, M. A. (2019). Cost of capital and valuation in the public and private sectors: Tax, risk and debt capacity. In Journal of Business Finance & Accounting (Vol. 47, Issues 1–2, pp. 163–187). Wiley. https://doi.org/10.1111/jbfa.12413

Brown H L 1996 Energy Analysis of 108 Industrial Processes (Lilburn: Fairmont Press)

Brown, M. A. (2001). Market failures and barriers as a basis for clean energy policies. In Energy Policy (Vol. 29, Issue 14, pp. 1197–1207). Elsevier BV. https://doi.org/10.1016/s0301-4215(01)00067-2

Brown, M. A., Levine, M. D., Short, W., & Koomey, J. G. (2001). Scenarios for a clean energy future. In Energy Policy (Vol. 29, Issue 14, pp. 1179–1196). Elsevier BV. https://doi.org/10.1016/s0301-4215(01)00066-0

Brown, M.A., Li, Y. Carbon pricing and energy efficiency: pathways to deep decarbonization of the US electric sector. Energy Efficiency 12, 463–481 (2019). https://doi.org/10.1007/s12053-018-9686-9

Brueckner, Sarah, Rene Arbter, Martin Pehnt, et Eberhard Laevemann. Industrial Waste Heat Potential in Germany—a Bottom-up Analysis ». Energy Efficiency 10, no 2 (avril 2017): 513-25. https://doi.org/10.1007/s12053-016-9463-6.

Brunke, Jean-Christian, et Markus Blesl. A plant-specific bottom-up approach for assessing the cost-effective energy conservation potential and its ability to compensate rising energy-related costs in the German iron and steel industry ». Energy Policy 67 (1 avril 2014): 431-46. https://doi.org/10.1016/j.enpol.2013.12.024.

Budinis, Sara, Julia Sachs, Sara Giarola, et Adam Hawkes. An Agent-Based Modelling Approach to Simulate the Investment Decision of Industrial Enterprises ». Journal of Cleaner Production 267 (septembre 2020): 121835. https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2020.121835.

Burkholder, Derek: Know the Industrial Applications and Benefits of Infrared Heaters. Available online at https://www.cassosolartechnologies.com/blog/ know-the-industrial-applications-and-benefitsof-infrared-heaters, checked on 10/7/2020.

Byrd, John W., Elizabeth S. Cooperman, et Kent Hickman. Capital Budgeting and Climate Change: Does Corporate Internal Carbon Pricing Reduce CO2 Emissions ». SSRN Electronic Journal., 2020. https://doi.org/10.2139/ssrn.3575769.

Cabral, R. P., Bui, M., & Mac Dowell, N. (2019). A synergistic approach for the simultaneous decarbonisation of power and industry via bioenergy with carbon capture and storage (BECCS). In International Journal of Greenhouse Gas Control (Vol. 87, pp. 221–237). Elsevier BV. https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2019.05.020

Cabral., Luís M. B, et José Mata. On the Evolution of the Firm Size Distribution: Facts and Theory ». American Economic Review 93, no 4 (1 août 2003): 1075-90. https://doi.org/10.1257/000282803769206205.

Cagno, E., E. Worrell, A. Trianni, et G. Pugliese. A Novel Approach for Barriers to Industrial Energy Efficiency ». Renewable and Sustainable Energy Reviews 19 (mars 2013): 290-308. https://doi.org/10.1016/j.rser.2012.11.007.

Cagno, E., E. Worrell, A. Trianni, et G. Pugliese. A Novel Approach for Barriers to Industrial Energy Efficiency ». Renewable and Sustainable Energy Reviews 19 (mars 2013): 290-308. https://doi.org/10.1016/j.rser.2012.11.007.

Cagno, E., Worrell, E., Trianni, A., & Pugliese, G. (2013). A novel approach for barriers to industrial energy efficiency. In Renewable and Sustainable Energy Reviews (Vol. 19, pp. 290–308). Elsevier BV. https://doi.org/10.1016/j.rser.2012.11.007

Calel, Raphael, et Antoine Dechezleprêtre. Environmental Policy and Directed Technological Change: Evidence from the European Carbon Market ». Review of Economics and Statistics 98, no 1 (mars 2016): 173-91. https://doi.org/10.1162/REST_a_00470.

Capros, P. PRIMES ENERGY SYSTEM MODEL », s. d., 60.

Capros, Pantelis, Nikolaos Tasios, Alessia De Vita, Leonidas Mantzos, et Leonidas Paroussos. Model-based analysis of decarbonising the EU economy in the time horizon to 2050 ». Energy Strategy Reviews, European Energy System Models, 1, no 2 (1 septembre 2012): 76-84. https://doi.org/10.1016/j.esr.2012.06.003.

Carlton 1983, The location of new firms : an econometric model with discrete and continuous endogenous variables

Chen C, Lu Y and Banares-Alcantara R 2019 Direct and indirect electrification of chemical industry using methanol production as a case study Appl. Energy 243 71–90

Chernyavs'ka, Liliya, et Francesco Gullì. Marginal CO2 Cost Pass-through under Imperfect Competition in Power Markets ». Ecological Economics 68, no 1-2 (décembre 2008): 408-21. https://doi.org/10.1016/j.ecolecon.2008.04.017.

Chiappinelli, O., & Seres, G. (2024). Optimal discounts in green public procurement. Economics Letters, 238, 111705.

Cirilli, Filippo (2017): Good practices of energy efficiency in the european industry processes. Policies of incentivisation and implementation Energy efficiency in Electric Arc Furnace steel production. Edited by Centro Servizi Metalli.

Comin, Diego A, et Martí Mestieri. Technology Diffusion:Measurement, Causes and Consequences », 2013, 69.

Complementing Carbon Prices with Carbon Contracts for Difference in the Presence of Risk - When Is It Beneficial and When Not? » SSRN Electronic Journal., 2022. https://doi.org/10.2139/ssrn.4019072.

Corbier, Darius. Les effets macroéconomiques des politiques de transition énergétique sur le long terme en France (horizon 2035) », s. d., 259.

Court, Victor. ÉNERGIE, EROI ET CROISSANCE ÉCONOMIQUE DANS UNE PERSPECTIVE DE LONG TERME », s. d., 305.

Cunliff, C. (2019). An innovation agenda for hard-to-decarbonize energy sectors. Issues in Science and Technology, 36(1), 74-79.

Daioglou, Vassilis, Andre P. C. Faaij, Deger Saygin, Martin K. Patel, Birka Wicke, et Detlef P. van Vuuren. Energy Demand and Emissions of the Non-Energy Sector ». Energy Environ. Sci. 7, no 2 (2014): 482-98. https://doi.org/10.1039/C3EE42667J.

Damodaran, A. (2017). Cost of capital by industry sector. pages. stern. nyu. edu.

Daniëls, B. W., et A. W. N. Van Dril. Save production: A bottom-up energy model for Dutch industry and agriculture ». Energy Economics, Modeling of Industrial Energy Consumption, 29, no 4 (1 juillet 2007): 847-67. https://doi.org/10.1016/j.eneco.2007.02.001.

Danish Energy Agency, Energinet 2016 Technology Data for Energy Plants for Electricity and District heating generation

David, Andrei, Brian Vad Mathiesen, Helge Averfalk, Sven Werner, et Henrik Lund. Heat Roadmap Europe: Large-Scale Electric Heat Pumps in District Heating Systems ». Energies 10, no 4 (avril 2017): 578. https://doi.org/10.3390/en10040578.

Davis, M., Ahiduzzaman, Md., & Kumar, A. (2018). How will Canada's greenhouse gas emissions change by 2050? A disaggregated analysis of past and future greenhouse gas emissions using bottom-up energy modelling and Sankey diagrams. In Applied Energy (Vol. 220, pp. 754–786). Elsevier BV. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.03.064

de Bruyn, et Markowska. Does the energy intensive industry obtain windfall profits through the EU ETS? », s. d.

Decanio, Stephen J. Modeling Technological Change in Energy Demand Forecasting A Generalized Approach », 1997, 15.

DeCarolis, Joseph, Hannah Daly, Paul Dodds, Ilkka Keppo, Francis Li, Will McDowall, Steve Pye, et al. Formalizing Best Practice for Energy System Optimization Modelling ». Applied Energy 194 (mai 2017): 184-98. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.03.001.

Dechezleprêtre, Antoine, Caterina Gennaioli, Ralf Martin, Mirabelle Muûls, et Thomas Stoerk. Searching for carbon leaks in multinational companies ». Journal of Environmental Economics and Management 112 (1 mars 2022): 102601. https://doi.org/10.1016/j.jeem.2021.102601.

Dechezleprêtre, Antoine, Daniel Nachtigall, et Frank Venmans. The joint impact of the European Union emissions trading system on carbon emissions and economic performance ». Journal of Environmental Economics and Management 118 (1 mars 2023): 102758. https://doi.org/10.1016/j.jeem.2022.102758.

Deeney, Peter, Mark Cummins, Katharina Heintz, et Mary T. Pryce. A real options based decision support tool for R&D investment: Application to CO2 recycling technology ». European Journal of Operational Research 289, no 2 (1 mars 2021): 696-711. https://doi.org/10.1016/j.ejor.2020.07.015.

Delzeit, Ruth, Robert Beach, Ruben Bibas, Wolfgang Britz, Jean Chateau, Florian Freund, Julien Lefevre, et al. Linking Global CGE Models with Sectoral Models to Generate Baseline Scenarios: Approaches, Challenges, and Opportunities ». Journal of Global Economic Analysis 5, no 1 (2020): 34.

Demailly, Damien, et Philippe Quirion. CO2 Abatement, Competitiveness and Leakage in the European Cement Industry under the EU ETS: Grandfathering vs. Output-Based Allocation », s. d., 45.

Devlin, A., Mykhnenko, V., Zagoruichyk, A., Salmon, N., & Soldak, M. (2024). Techno-economic optimisation of steel supply chains in the clean energy transition: a case study of post-war Ukraine. Journal of Cleaner Production, 142675.

Dietmair, Anton, et Alexander Verl. A Generic Energy Consumption Model for Decision Making and Energy Efficiency Optimisation in Manufacturing: Research Article ». International Journal of Sustainable Engineering 2, no 2 (juin 2009): 123-33. https://doi.org/10.1080/19397030902947041.

Dixit, A. K., & Pindyck, R. S. (1994). Investment under uncertainty. Princeton university press.

Dossow P, von Room S, Kern T and Guminski A 2019 Relevance and potential for industrial on-site electricity generation on a European scale 16th IAEE European Conf. Liubljana

Dufau, Bastien. L'influence des prix de l'énergie sur la compétitivité-coût », s. d., 462.

Dukan, Mak, Lena Kitzing, Robert Brückmann, Moira Jimeno, Fabian Wigand, Izabela Kielichowska, Corinna Klessmann, et Barbara Breitschopf. Effects of auctions on financing conditions for renewable energy: A mapping of auction designs and their effects on financing », 2019. https://orbit.dtu.dk/en/publications/effects-of-auctions-on-financing-conditions-for-renewable-energy-.

Eckhause, Jeremy, et Johannes Herold. Using real options to determine optimal funding strategies for CO2 capture, transport and storage projects in the European Union ». Energy Policy 66 (1 mars 2014): 115-34. https://doi.org/10.1016/j.enpol.2013.11.030.

Egli, F., Steffen, B., & Schmidt, T. S. (2018). A dynamic analysis of financing conditions for renewable energy technologies. Nature Energy, 3(12), 1084-1092.

Elder, M., & Olsen, S. H. (2019). The Design of Environmental Priorities in the <scp>SDG</scp>s. In Global Policy (Vol. 10, Issue S1, pp. 70–82). Wiley. https://doi.org/10.1111/1758-5899.12596

El-Khoury, Bernard, et C. Robert Kenley. An Assumptions-Based Framework for TRL-Based Cost and Schedule Models ». Journal of Cost Analysis and Parametrics 7, no 3 (2 septembre 2014): 160-79. https://doi.org/10.1080/1941658X.2014.982232.

El-Khoury, Bernard, et C. Robert Kenley. An Assumptions-Based Framework for TRL-Based Cost and Schedule Models ». Journal of Cost Analysis and Parametrics 7, no 3 (2 septembre 2014): 160-79. https://doi.org/10.1080/1941658X.2014.982232.

Energy conservation measures for the German cement industry and their ability to compensate for rising energy-related production costs ». Journal of Cleaner Production 82 (1 novembre 2014): 94-111. https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2014.06.074.

Environmental Policy and Directed Technological Change: Evidence from the European Carbon Market | The Review of Economics and Statistics | MIT Press » https://direct.mit.edu/rest/article-abstract/98/1/173/58288/Environmental-Policy-and-Directed-Technological?redirectedFrom=fulltext.

Ericsson, K., & Nilsson, L. J. (2018). Climate innovations in the paper industry: prospects for decarbonisation.

European Commission. Directorate General for Climate Action., CE Delft., et Oeko Institut. Ex-Post Investigation of Cost Pass-through in the EU ETS: An Analysis for Six Sectors. LU: Publications Office, 2015. https://data.europa.eu/doi/10.2834/612494.

European Commission. Directorate General for Energy., EnergyVille., Vito., Catholic University Leuven., Ghent University., IPESE EPFL., Vrije Universiteit Brussel., et DECHEMA. AIDRES, "Advancing Industrial Decarbonization by Assessing the Future Use of Renewable Energies in Industrial Processes": Methodology on Industrial Symbiosis : Supporting the Energy Transition at Industrial Clusters. LU: Publications Office, 2023. https://data.europa.eu/doi/10.2833/148445.

European Commission. Directorate General for Energy., European Commission. Directorate General for Climate Action., et European Commission. Directorate General for Mobility and Transport. EU Reference Scenario 2020: Energy, Transport and GHG Emissions : Trends to 2050. LU: Publications Office, 2021. https://data.europa.eu/doi/10.2833/35750.

Everett, Rogers. Diffusion of innovations, 2003.

Faiella, Ivan, et Alessandro Mistretta. Energy Costs and Competitiveness in Europe ». SSRN Electronic Journal., 2020. https://doi.org/10.2139/ssrn.3612802.

Faquet, R. (2021). Which industrial firms make decarbonization investments?-Working papers no. 2021/3, August 2021.

Faucheux, Sylvie, et Géraldine Froger. Decision-Making under Environmental Uncertainty ». Ecological Economics 15, no 1 (octobre 1995): 29-42. https://doi.org/10.1016/0921-8009(95)00018-5.

Fawcett, T., & Hampton, S. (2020). Why & how energy efficiency policy should address SMEs. In Energy Policy (Vol. 140, p. 111337). Elsevier BV. https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.111337

Fichter, T.; Creutzburg, P. (2019) Energiewende in der Industrie. Potenziale und Wechselwirkungen mit dem Energiesektor. Flexibilitätssteckbrief der Grundstoffchemie. Navigant Energy Germany GmbH; Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH; Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung IER; BBG und Partner Partnerschaftsgesellschaft mbB

Flachenecker, Florian, Raimund Bleischwitz, et Jun Rentschler. The Introduction and Application of a Comprehensive Cost-Benefit Framework for Resource Efficiency Investments ». In Investing in Resource Efficiency, édité par Florian Flachenecker et Jun

Rentschler, 87-106. Cham: Springer International Publishing, 2018. https://doi.org/10.1007/978-3-319-78867-8_5.

Fleischmann, B. (2019) Flexibilitätspotential und Perspektiven der Glasindustrie bezüglich des Einsatzes erneuerbarer elektrischer Energie. In: F. Ausfelder, S. von Roon und A. Seitz (Hg.): Flexibilitätsoptionen in der Grundstoffindustrie II. Analysen | Technologien | Beispiele. Frankfurt am Main, S. 108–113.

Fleiter, T. Steinbach, J.; Ragwitz, M. (2016) Mapping and analyses of the current and future (2020 - 2030) heating/cooling fuel deployment (fossil/renewables). Work package 2: Assessment of the technologies for the year 2012. European commission directorate-general for energy Karlsruhe.

Fleiter, T.; Rehfeldt, M.; Herbst, A.; Elsland, R.; Klingler, A.-L.; Manz, P.; Eidelloth, S. (2018) A methodology for bottom-up modelling of energy transistions in the industry sector: The FORECAST model. In: Energy Strategy Reviews 2018 (22), S. 237–254. DOI: 10.1016/j.esr.2018.09.005

Fleiter, T.; Schlomann, B.; Eichhammer, W. (Hg.) (2013) Energieverbrauch und CO2-Emissionen industrieller Prozesstechnologien. Einsparpotenziale, Hemmnisse und Instrumente Stuttgart: Fraunhofer-Verl. (ISI-Schriftenreihe "Innovationspotenziale").

Fleiter, Tobias, Ernst Worrell, et Wolfgang Eichhammer. Barriers to energy efficiency in industrial bottom-up energy demand models—A review ». Renewable and Sustainable Energy Reviews 15, no 6 (1 août 2011): 3099-3111. https://doi.org/10.1016/j.rser.2011.03.025.

Fleiter, Tobias, Joachim Schleich, et Ployplearn Ravivanpong. Adoption of Energy-Efficiency Measures in SMEs—An Empirical Analysis Based on Energy Audit Data from Germany ». Energy Policy 51 (décembre 2012): 863-75. https://doi.org/10.1016/j.enpol.2012.09.041.

Fleiter, Tobias, Matthias Rehfeldt, Andrea Herbst, Rainer Elsland, Anna-Lena Klingler, Pia Manz, et Stefan Eidelloth. A Methodology for Bottom-up Modelling of Energy Transitions in the Industry Sector: The FORECAST Model ». Energy Strategy Reviews 22 (1 novembre 2018): 237-54. https://doi.org/10.1016/j.esr.2018.09.005.

Franz, E.; Tuffner, M. (2018) Großwasserraumkessel und Wasserrohrkessel im Vergleich. Bosch Industriekessel GmbH Gunzenhausen. Online verfügbar unter https://www.bosch-thermotechnology.com/de/media/country_pool/knowledge/technical_reports/fachbericht-grosswasserraumkessel-wasserrohrkessel.pdf.

Friedmann, S. J., Fan, Z., & Tang, K. (2019). Low-carbon heat solutions for heavy industry: sources, options, and costs today. Columbia University Center on Global Energy Policy.

Frost, G.; Niesse, M.; Lackmann, J.; Konrad, S.; Lambers H.-G. (2015) Warmformlinie und Verfahren zur Herstellung von warmumgeformten Blechprodukten. Angemeldet durch Benteler Automobiltechnik GmbH am 06.02.2015. Anmeldenr: 15154074.7. Veröffentlichungsnr: EP 2 907 881 A2. Prioriätsdaten: 07.02.2014 DE 102014101539

Gallagher, Kelly Sims, Arnulf Grübler, Laura Kuhl, Gregory Nemet, et Charlie Wilson. The Energy Technology Innovation System ». Annual Review of Environment and Resources 37, no 1 (21 novembre 2012): 137-62. https://doi.org/10.1146/annurev-environ-060311-133915.

Gamba, Andrea NMI1. Real Options Valuation: A Monte Carlo Approach ». SSRN Electronic Journal., 2002. https://doi.org/10.2139/ssrn.302613.

Ganapati, Sharat, Joseph S Shapiro, et Reed Walker. The Incidence of Carbon Taxes in U.S. Manufacturing: Lessons from Energy Cost Pass-Through », s. d., 50.

Ganapati, Sharat, Joseph S. Shapiro, et Reed Walker. Energy Cost Pass-Through in US Manufacturing: Estimates and Implications for Carbon Taxes ». American Economic Journal: Applied Economics 12, no 2 (1 avril 2020): 303-42. https://doi.org/10.1257/app.20180474.

Gas-und Wärme-Institut Essen e.V. (GWI) (Hg.) (2020) GWI erhält den Förderbescheid für das Projekt „HyGlass. Online verfügbar unter https://www.gwi-essen.de/bildung/news-detail/gwi-erhaelt-den-foerderbescheid-fuerdas-projekt-hyglass/, zuletzt geprüft am 01.11.2020

Gehrke, B.; Weilage, I. (2018) Branchenbericht Chemieindustrie. Der Chemiestandort Deutschland im Spannungsfeld globaler Verschiebungen von Nachfragestrukturen und Wertschöpfungsketten. Unter Mitarbeit von Vivien-Sophie Gulden und Kai Ingwersen Düsseldorf: Hans-Böckler-Stiftung (Forschungsförderung, Nr. 395 (August 2018)). Online verfügbar unter https://www.econstor.eu/bitstream/10419/181670/1/1029364028.pdf, zuletzt geprüft am 11.11.2020.

Gerarden, Todd D., Richard G. Newell, et Robert N. Stavins. Assessing the Energy-Efficiency Gap ». Journal of Economic Literature 55, no 4 (décembre 2017): 1486-1525. https://doi.org/10.1257/jel.20161360.

Geres, R.; Kohn, A.; Lenz, Sebastian C.; Ausfelder, F.; Bazzanella, A.; Möller, A. (2019) Roadmap Chemie 2050. Auf dem Weg zu einer treibhausgasneutralen chemischen Industrie in

Deutschland: eine Studie von DECHEMA und FutureCamp für den VCI Frankfurt am Main: DECHEMA Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie e.V

Gerres, T. (2020). Carbon Contracts for Differences: their role in European industrial decarbonization.

Gerres, Timo, José Chaves-Ávila, Pedro Linares, et Tomás Gomez. A Review of Cross-sector Decarbonisation Potentials in the European Energy Intensive Industry, 2018.

Gerres, Timo, Manuel Haussner, Karsten Neuhoff, et Alice Pirlot. To Ban or Not to Ban Carbon-Intensive Materials: A Legal and Administrative Assessment of Product Carbon Requirements ». Review of European, Comparative & International Environmental Law 30, no 2 (2021): 249-62. https://doi.org/10.1111/reel.12395.

Ghosh, A. (2011) Fundamentals of Paper Drying – Theory and Application from Industrial Perspective. In: A. Ahsan (Hg.): Evaporation, Condensation and Heat transfer: InTech.

Gianoli, A., & Bravo, F. (2020). Carbon tax, carbon leakage and the theory of induced innovation in the decarbonisation of industrial processes: the case of the port of rotterdam. Sustainability, 12(18), 7667.

Glass for Europe (Hg.) (2020) Flat Glass In Climate-Neutral Europe. Triggering A Virtuous Cycle Of Decarbonisation. 2050. Online verfügbar unter https://glassforeurope.com/wp-content/uploads/2020/01/flat-glass-climate-neutral-europe.pdf, zuletzt geprüft am 14.12.2020.

Golub, Alexander, Oleg Lugovoy, et Vladimir Potashnikov. Quantifying Barriers to Decarbonization of the Russian Economy: Real Options Analysis of Investment Risks in Low-Carbon Technologies ». Climate Policy 19, no 6 (3 juillet 2019): 716-24. https://doi.org/10.1080/14693062.2019.1570064.

Gonzalez, A.; Solorzano, E.; Lagos, C.; Lugo, G.; Laux, S.; Wu, K. T. et al. (2015) OPTIMELT™ Regenerative Thermo-Chemical Heat Recovery for Oxy-Fuel Glass Furnaces. 75th Conference on Glass Problems. Hg. v. The American Ceramic Society.

Gopinath, Gita, et Oleg Itskhoki. FREQUENCY OF PRICE ADJUSTMENT AND PASS-THROUGH ». QUARTERLY JOURNAL OF ECONOMICS, s. d., 53.

Grant, Neil, Adam Hawkes, Tamaryn Napp, et Ajay Gambhir. The Appropriate Use of Reference Scenarios in Mitigation Analysis ». Nature Climate Change 10, no 7 (juillet 2020): 605-10. https://doi.org/10.1038/s41558-020-0826-9.

Greene, David L. Uncertainty, Loss Aversion, and Markets for Energy Efficiency ». Energy Economics 33, no 4 (juillet 2011): 608-16. https://doi.org/10.1016/j.eneco.2010.08.009.

Griffin, Paul William. Radical Change in Energy Intensive UK Industry », s. d., 585.

Grimaud, A., Hong, W. T., Shao-Horn, Y., & Tarascon, J. M. (2016). Anionic redox processes for electrochemical devices. Nature materials, 15(2), 121-126.

GrInHy 2.0: Green Industrial Hydrogen 2.0 (2020) GrInHy2.0 - Green Industrial Hydrogen via steam electrolysis. Hg. v. Salzgitter Mannesmann Forschung GmbH. Online verfügbar unter https://www.green-industrial-hydrogen.com/, zuletzt aktualisiert am 23.03.2021, zuletzt geprüft am 23.03.2021.

Grubb, Michael, et Karsten Neuhoff. Allocation and Competitiveness in the EU Emissions Trading Scheme: Policy Overview ». Climate Policy 6, no 1 (janvier 2006): 7-30. https://doi.org/10.1080/14693062.2006.9685586.

Grubb, Michael, Jonathan Köhler, et Dennis Anderson. Induced Technical Change in Energy and Environmental Modeling: Analytic Approaches and Policy Implications ». Annual Review of Energy and the Environment 27, no 1 (novembre 2002): 271-308. https://doi.org/10.1146/annurev.energy.27.122001.083408.

Grubb, Michael, Paul Drummond, Alexandra Poncia, Will McDowall, David Popp, Sascha Samadi, Cristina Penasco, et al. Induced Innovation in Energy Technologies and Systems: A Review of Evidence and Potential Implications for CO 2 Mitigation ». Environmental Research Letters 16, no 4 (1 avril 2021): 043007. https://doi.org/10.1088/1748-9326/abde07.

Grübler, Arnulf, et Charlie Wilson. Energy Technology Innovation », s. d., 410.

Hafner, S., Speich, M., Bischofberger, P., & Ulli-Beer, S. (2022). Governing industry decarbonisation: Policy implications from a firm perspective. In Journal of Cleaner Production (Vol. 375, p. 133884). Elsevier BV. https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2022.133884

Hafner, Sarah, Matthias Speich, Pablo Bischofberger, et Silvia Ulli-Beer. Governing industry decarbonisation: Policy implications from a firm perspective ». Journal of Cleaner Production 375 (15 novembre 2022): 133884. https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2022.133884.

Hakes, S. (2019) Future of Glass Melting in a World with Stringent Reductions of Carbon Dioxide. 79th Conference on Glass Problems. Hg. v. The American Ceramic Society UK

Hall, Bronwyn H, et Jacques Mairesse. FIRM-LEVEL INVESTMENT IN FRANCE AND THE UNITED STATES : AN EXPLORATION OF WHAT WE HAVE LEARNED IN TWENTY YEARS », s. d., 48.

Halleck-Vega, Solmaria, Antoine Mandel, et Katrin Millock. Accelerating Diffusion of Climate-Friendly Technologies: A Network Perspective ». Ecological Economics 152 (octobre 2018): 235-45. https://doi.org/10.1016/j.ecolecon.2018.05.007.

Hammond, G.P., et J.B. Norman. Heat Recovery Opportunities in UK Industry ». Applied Energy 116 (mars 2014): 387-97. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2013.11.008.

Hammoudeh, Shawkat, Amine Lahiani, Duc Khuong Nguyen, et Ricardo M. Sousa. An Empirical Analysis of Energy Cost Pass-through to CO 2 Emission Prices ». Energy Economics 49 (mai 2015): 149-56. https://doi.org/10.1016/j.eneco.2015.02.013.

Hampton, S. Making sense of energy management practice: reflections on providing low carbon support to three SMEs in the UK. Energy Efficiency 12, 1473–1490 (2019). https://doi.org/10.1007/s12053-018-9750-5

Hanna, Richard, et Robert Gross. How Do Energy Systems Model and Scenario Studies Explicitly Represent Socio-Economic, Political and Technological Disruption and Discontinuity? Implications for Policy and Practitioners ». Energy Policy 149 (février 2021): 111984. https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.111984.

Hardman, S., Jenn, A., Tal, G., Axsen, J., Beard, G., Daina, N., Figenbaum, E., Jakobsson, N., Jochem, P., Kinnear, N., Plötz, P., Pontes, J., Refa, N., Sprei, F., Turrentine, T., & Witkamp, B. (2018). A review of consumer preferences of and interactions with electric vehicle charging infrastructure. In Transportation Research Part D: Transport and Environment (Vol. 62, pp. 508–523). Elsevier BV. https://doi.org/10.1016/j.trd.2018.04.002

Hasanbeigi, A., Nilsson, A., Mete, G., Fontenit, G., Shi, D., 2021. Fostering industry transition through green public procurement

Hassiba, R. J., Al-Mohannadi, D. M., & Linke, P. (2017). Carbon dioxide and heat integration of industrial parks. Journal of cleaner production, 155, 47-56.

Haydock, H., & Napp, T. (2013). Decarbonisation of heat in industry: A review of the research evidence. Ricardo-AEA and Imperial College Consultants.

Haydock, H., Napp, T., 2013. Decarbonisation of heat in industry - a review of research evidence (No. Ricardo-AEA/R/ED58571). Department of Energy & Climate Change (UK), Ricardo-AEA

Heiss, Florian. Discrete Choice Methods with Simulation ». Econometric Reviews 35, no 4 (20 avril 2016): 688-92. https://doi.org/10.1080/07474938.2014.975634.

Heo, Yuna. Climate Uncertainty and Corporate Investment: Evidence from State-Led Climate Change Adaptation Plans ». SSRN Electronic Journal., 2021. https://doi.org/10.2139/ssrn.3816477.

Hepburn C, Adlen E, Beddington J, Carter E A, Fuss S, Mac Dowell N, Minx J C, Smith P and Williams C K 2019 The technological and economic prospects for CO2 utilization and removal Nature 575 87–97

Hewlett, P. C.; Liska, M. (2019) Lea's Chemistry of Cement and Concrete. Manufacture of Portland Cement. 5. Aufl.: Butterworth-Heinemann.

Hildingsson, R., Kronsell, A., & Khan, J. (2018). The green state and industrial decarbonisation. Environmental Politics, 28(5), 909–928. https://doi.org/10.1080/09644016.2018.1488484

Hilpert, S., Kaldemeyer, C., Krien, U., Günther, S., Wingenbach, C., Plessmann, G., 2017. The Open Energy Modelling Framework (oemof)-A novel approach in energy system modelling. Preprints

Hintermann, Beat, Maja Zarkovic, Corrado Di Maria, et Ulrich J. Wagner. The Effect of Climate Policy on Productivity and Cost Pass-through in the German Manufacturing Sector », 2020. https://doi.org/10.5451/UNIBAS-EP79571.

Hirst, Eric, et Marilyn Brown. Closing the efficiency gap: barriers to the efficient use of energy ». Resources, Conservation and Recycling 3, no 4 (1 juin 1990): 267-81. https://doi.org/10.1016/0921-3449(90)90023-W.

Hoenig, V.; Schall, A.; Uhlenbrock, L. (2019) Electrical clinker production – Literature study. Technical Report TR P-2018/0285. Hg. v. VDZ gGmbH Düsseldorf.

Hübner, Tobias. Small-Scale Modelling of Individual Greenhouse Gas Abatement Measures in Industry ». Energies 13, no 7 (2 avril 2020): 1619. https://doi.org/10.3390/en13071619.

IEA (2020) Iron and steel technology roadmap - towards more sustainable steel. International Energy Agency Paris, Frankreich.

IEA Heat Pump Centre (2014a) Annex 35. Application of Industrial Heat Pumps. Final Report Part 1 Borås

Iestyn Williams. Cost pass-through: theory, measurement, and potential policy implications », 2014.

INFUB (Hg.) (2020) Schmitz, N.; Giesler, L.; Cresci, E.; Wuenning, J. G.; Pfeifer, H.: Reduction of thermal and fuel NO-formation with Multi-Stage Flameless Oxidation. 12th European Conference on Industrial Furnaces and Boilers. Porto, 14.-17. April 2020.

Introzzi, Giacomo, et Michael Rosskothen. DECHEMA Gesellschaft Für Chemische Technik », s. d.

Irving, C.; Zimmermann, E.; Jubb, I.; Brennan, M.; Hennessy, R.; Quick, S.; Petrie, V. (2018) Zero carbon industry plan. Electrifying Industry. Hg. v. Beyond Zero Emissions Inc. Melbourne Victoria.

Islam, R., Nazifa, T.H., Yuniarto, A., Shanawaz Uddin, A.S.M., Salmiati, S., Shahid, S., 2019. An empirical study of construction and demolition waste generation and implication of recycling. Waste Management 95, 10–21. https://doi.org/10.1016/j.wasman.2019.05.049

Ismer, R., Neuhoff, K., Pirlot, A., 2020. Border Carbon Adjustments and Alternative Measures for the EU ETS An Evaluation. DIW iscussion Papers 1855.

Jaffe, Adam B, et Robert N Stavins. The Energy-Efficiency Gap ». Energy Policy 22, no 10 (1994): 7.

Janipour, Zahra, Reinier de Nooij, Peter Scholten, Mark A.J. Huijbregts, et Heleen de Coninck. What Are Sources of Carbon Lock-in in Energy-Intensive Industry? A Case Study into Dutch Chemicals Production ». Energy Research & Social Science 60 (février 2020): 101320. https://doi.org/10.1016/j.erss.2019.101320.

Jeddi, Samir, Dominic Lencz, et Theresa Wildgrube. Complementing carbon prices with Carbon Contracts for Difference in the presence of risk - When is it beneficial and when not? » EWI Working Paper. Energiewirtschaftliches Institut an der Universitaet zu Koeln (EWI), 16 août 2022. https://econpapers.repec.org/paper/risewikln/2021_5f009.htm.

Jin, Maozhu, et Xiangguo Tian. The Research for Flexible Product Family Manufacturing Based on Real Options ». Journal of Industrial Engineering and Management 8, no 1 (11 mars 2015): 72-84. https://doi.org/10.3926/jiem.1304.

Johansson, Daniella, Johan Rootzén, Thore Berntsson, et Filip Johnsson. Assessment of strategies for CO2 abatement in the European petroleum refining industry ». Energy, 8th

World Energy System Conference, WESC 2010, 42, no 1 (1 juin 2012): 375-86. https://doi.org/10.1016/j.energy.2012.03.039.

Jokiel, M., Bantel, M., Kopp, C., Claussen, I. C., Tolstorebrov, I., Design of a CO2 heat pump dryer with dynamic modelling tools, 25th IIR International Congress of Refrigeration, Montreal., 2019

JRC-EU-TIMES - JRC TIMES energy system model for the EU », s. d. https://zenodo.org/record/3544900#.YREqK-fgpPZ.

Ju, Y., Firdaus, N., & Cao, T. (2023). Industry's role in Japan's energy transition: soft-linking GCAM and National IO table with extended electricity supply sectors. Economic Systems Research, 1–21. https://doi.org/10.1080/09535314.2023.2216355

Kaida, K.; Beucher, Y.; Carlan, F. de; Fourmigue, J.-M. Analysis of heat pump integration into drying process for decarbonization in industry. In: eceee Industrial Summer Study proceedings, S. 345–355.

Kell, Alexander, Matthew Forshaw, et A. Stephen McGough. ElecSim: Monte-Carlo Open-Source Agent-Based Model to Inform Policy for Long-Term Electricity Planning ». In Proceedings of the Tenth ACM International Conference on Future Energy Systems, 556-65. Phoenix AZ USA: ACM, 2019. https://doi.org/10.1145/3307772.3335321.

Kellogg, Ryan. 2014. "The Effect of Uncertainty on Investment: Evidence from Texas Oil Drilling." American Economic Review, 104 (6): 1698–1734.

Kemp, I. C., Fundamentals of energy analysis of dryers, Modern Drying Technology, Vol. 4: Energy Savings, 1st edition, Wiley-VCH, 2012.

Kesicki, Fabian, et Akira Yanagisawa. Modelling the Potential for Industrial Energy Efficiency in IEA's World Energy Outlook ». Energy Efficiency 8, no 1 (1 février 2015): 155-69. https://doi.org/10.1007/s12053-014-9273-7.

Kim, Wook, Deb Chattopadhyay, et Jong-bae Park. Impact of Carbon Cost on Wholesale Electricity Price: A Note on Price Pass-through Issues ». Energy 35, no 8 (août 2010): 3441-48. https://doi.org/10.1016/j.energy.2010.04.037.

Knobloch, Florian, et Jean-Francois Mercure. The Behavioural Aspect of Green Technology Investments: A General Positive Model in the Context of Heterogeneous Agents ». Environmental Innovation and Societal Transitions 21 (décembre 2016): 39-55. https://doi.org/10.1016/j.eist.2016.03.002.

Knobloch, Florian, Hector Pollitt, Unnada Chewpreecha, Richard Lewney, Mark A.J. Huijbregts, et Jean-Francois Mercure. FTT:Heat — A Simulation Model for Technological Change in the European Residential Heating Sector ». Energy Policy 153 (juin 2021): 112249. https://doi.org/10.1016/j.enpol.2021.112249.

Kobayashi, H.; Hayakawa, A.; Somarathne, K. K. A. D.; Okafor, E. C. (2019) Science and technology of ammonia combustion. In: Proceedings of the Combustion Institute 37 (1), S. 109–133. DOI: 10.1016/j.proci.2018.09.029

Kohler, Jonathan, Michael Grubb, David Popp, et Ottmar Edenhofer. The Transition to Endogenous Technical Change in Climate-Economy Models: A Technical Overview to the Innovation Modeling Comparison Project ». The Energy Journal SI2006, no 01 (1 septembre 2006). https://doi.org/10.5547/ISSN0195-6574-EJ-VolSI2006-NoSI1-2.

Kosmadakis, G., 2019. Estimating the potential of industrial (high-temperature) heat pumps for exploiting waste heat in EU industries. Applied Thermal Engineering 12.

Kozlova, Mariia. Real Option Valuation in Renewable Energy Literature: Research Focus, Trends and Design ». Renewable and Sustainable Energy Reviews 80 (décembre 2017): 180-96. https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.05.166.

Krook-Riekkola, Anna, Charlotte Berg, Erik O. Ahlgren, et Patrik Söderholm. Challenges in Top-down and Bottom-up Soft-Linking: Lessons from Linking a Swedish Energy System Model with a CGE Model ». Energy 141 (décembre 2017): 803-17. https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.09.107.

Kuramochi, Takeshi, Andrea Ramírez, Wim Turkenburg, et André Faaij. Comparative assessment of CO2 capture technologies for carbon-intensive industrial processes ». Progress in Energy and Combustion Science 38, no 1 (1 février 2012): 87-112. https://doi.org/10.1016/j.pecs.2011.05.001.

Kushnir, Duncan, Teis Hansen, Valentin Vogl, et Max Åhman. Adopting hydrogen direct reduction for the Swedish steel industry: A technological innovation system (TIS) study ». Journal of Cleaner Production 242 (1 janvier 2020): 118185. https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2019.118185.

Lane, N., 2020. The New Empirics of Industrial Policy. Journal of Industry, Competition and Trade 20, 209–234. https://doi.org/10.1007/s10842-019-00323-2

Lawrece et al 1981 Application of Diffusion Model: Some Empirical Results in New Product Forecasting

Le Gallic, Thomas, Edi Assoumou, et Nadia Maïzi. Future Demand for Energy Services through a Quantitative Approach of Lifestyles ». Energy 141 (décembre 2017): 2613-27. https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.07.065.

Leicher, J.; Nowakowski, T.; Giese, A.; Görner, K. (2017) Power-to-gas and the consequences: impact of higher hydrogen concentrations in natural gas on industrial combustion processes. In: Energy Procedia 120, S. 96–103. DOI: 10.1016/j.egypro.2017.07.157.

Lerede, D., C. Bustreo, F. Gracceva, M. Saccone, et L. Savoldi. Techno-Economic and Environmental Characterization of Industrial Technologies for Transparent Bottom-up Energy Modeling ». Renewable and Sustainable Energy Reviews 140 (avril 2021): 110742. https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.110742.

Li, Francis G N, et Neil Strachan. BLUE: Behaviour Lifestyles and Uncertainty Energy Model », s. d., 30.

Li, Francis G.N. Actors Behaving Badly: Exploring the Modelling of Non-Optimal Behaviour in Energy Transitions ». Energy Strategy Reviews 15 (mars 2017): 57-71. https://doi.org/10.1016/j.esr.2017.01.002.

Li, Jing-Wen, Ram M. Shrestha, et Wesley K. Foell. Structural change and energy use: The case of the manufacturing sector in Taiwan ». Energy Economics 12, no 2 (1 avril 1990): 109-15. https://doi.org/10.1016/0140-9883(90)90044-G.

Ljungstedt, Hanna, Karin Pettersson, et Simon Harvey. Evaluation of Opportunities for Heat Integration of Biomass-Based Fischer–Tropsch Crude Production at Scandinavian Kraft Pulp and Paper Mill Sites ». Energy 62, no C (2013): 349-61.

Löfgren, Åsa, et Johan Rootzén. Brick by brick: Governing industry decarbonization in the face of uncertainty and risk ». Environmental Innovation and Societal Transitions 40 (1 septembre 2021): 189-202. https://doi.org/10.1016/j.eist.2021.07.002.

Longstaff, Francis A., et Eduardo S. Schwartz. Valuing American Options by Simulation: A Simple Least-Squares Approach ». Review of Financial Studies 14, no 1 (janvier 2001): 113-47. https://doi.org/10.1093/rfs/14.1.113.

Luiten, E. E. M. (2001). Beyond energy efficiency: Actors, networks and government intervention in the development of industrial process technologies (Doctoral dissertation).

Luiten, E., van Lente, H., & Blok, K. (2006). Slow technologies and government intervention: Energy efficiency in industrial process technologies. Technovation, 26(9), 1029-1044.

Luong, Phat V., et Xiaowei Xu. Attitudes Toward Risk and Cost Pass-Through Under Uncertainty ». SSRN Electronic Journal., 2019. https://doi.org/10.2139/ssrn.3323421.

Lupi S 2017 Fundamentals of Electroheat—Electrical Technologies for Process Heating (Berlin: Springer AG)

Maillet, Pierre. Empiracal estimates of th elasticity of substitution of a KLEM prod fonction without nesting constraints : case of the variable output elasticity cobb douglas fonction, s. d.

Malhotra, A., & Schmidt, T. S. (2020). Accelerating Low-Carbon Innovation. In Joule (Vol. 4, Issue 11, pp. 2259–2267). Elsevier BV. https://doi.org/10.1016/j.joule.2020.09.004

Malhotra, Abhishek, et Tobias S. Schmidt. Accelerating Low-Carbon Innovation ». Joule 4, no 11 (novembre 2020): 2259-67. https://doi.org/10.1016/j.joule.2020.09.004.

Manz, Pia, Katerina Kermeli, Urban Persson, Marius Neuwirth, Tobias Fleiter, et Wina Crijns-Graus. Decarbonizing District Heating in EU-27 + UK: How Much Excess Heat Is Available from Industrial Sites? » Sustainability 13, no 3 (janvier 2021): 1439. https://doi.org/10.3390/su13031439.

Manz, Pia. Developing a Georeferenced Database of Energy-Intensive Industry Plants for Estimation of Excess Heat Potentials », s. d., 9.

Marina, A., S. Spoelstra, H. A. Zondag, et A. K. Wemmers. An estimation of the European industrial heat pump market potential ». Renewable and Sustainable Energy Reviews 139 (1 avril 2021): 110545. https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.110545.

Martinsson, G., Sajtos, L., Strömberg, P., & Thomann, C. (2024). The Effect of Carbon Pricing on Firm Emissions: Evidence from the Swedish CO2 Tax. In S. Giglio (Ed.), The Review of Financial Studies (Vol. 37, Issue 6, pp. 1848–1886). Oxford University Press (OUP). https://doi.org/10.1093/rfs/hhad097

Mazhar, M. U., Domingues, A. R., Bull, R., & O'Boyle, S. (2022). Small and medium-sized enterprises: hard to reach, data-poor but rich in creative potential as agents of change for decarbonisation. European Council for an Energy Efficient Economy.

McCollum, David L., Charlie Wilson, Hazel Pettifor, Kalai Ramea, Volker Krey, Keywan Riahi, Christoph Bertram, Zhenhong Lin, Oreane Y. Edelenbosch, et Sei Fujisawa. Improving the Behavioral Realism of Global Integrated Assessment Models: An Application to Consumers' Vehicle Choices ». Transportation Research Part D: Transport and Environment 55 (août 2017): 322-42. https://doi.org/10.1016/j.trd.2016.04.003.

McDowall, Will, Baltazar Solano Rodriguez, Arkaitz Usubiaga, et José Acosta Fernández. Is the Optimal Decarbonization Pathway Influenced by Indirect Emissions? Incorporating Indirect Life-Cycle Carbon Dioxide Emissions into a European TIMES Model ». Journal of Cleaner Production 170 (janvier 2018): 260-68. https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2017.09.132.

McFadden, D. (1972). Conditional logit analysis of qualitative choice behavior.

McMaster, Maria-Louise. Modelling the Diffusion of Multiple Demand-Side Low-Carbon Energy Innovations within a 1.5°C Scenario ». Master thesis, 2020.

McMillan, Colin A., et Mark Ruth. Using Facility-Level Emissions Data to Estimate the Technical Potential of Alternative Thermal Sources to Meet Industrial Heat Demand ». Applied Energy 239 (avril 2019): 1077-90. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.01.077.

McNeil, Michael A, Dan Hamza-Goodacre, et Prodipto Roy. Energy Efficiency Indicators and Impact Metrics », s. d., 30.

Meng, P. (2010) Solid-Solid Recuperation to Improve the Energy Efficiency of Tunnel Kilns. Dissertation. Ottovon-Guericke-Universität, Magdeburg. Fakultät für Verfahrens- und Systemtechnik

Mercure, J.-F., H. Pollitt, U. Chewpreecha, P. Salas, A.M. Foley, P.B. Holden, et N.R. Edwards. The Dynamics of Technology Diffusion and the Impacts of Climate Policy Instruments in the Decarbonisation of the Global Electricity Sector ». Energy Policy 73 (octobre 2014): 686-700. https://doi.org/10.1016/j.enpol.2014.06.029.

Mercure, Jean-Francois, Florian Knobloch, Hector Pollitt, Leonidas Paroussos, S. Serban Scrieciu, et Richard Lewney. Modelling innovation and the macroeconomics of low-carbon transitions: theory, perspectives and practical use ». Climate Policy 19, no 8 (14 septembre 2019): 1019-37. https://doi.org/10.1080/14693062.2019.1617665.

Mercure, Jean-Francois, Hector Pollitt, Andrea. M. Bassi, Jorge. E Viñuales, et Neil R. Edwards. Modelling Complex Systems of Heterogeneous Agents to Better Design Sustainability Transitions Policy ». Global Environmental Change 37 (mars 2016): 102-15. https://doi.org/10.1016/j.gloenvcha.2016.02.003.

Mercure, Jean-Francois, Hector Pollitt, Neil R. Edwards, Philip B. Holden, Unnada Chewpreecha, Pablo Salas, Aileen Lam, Florian Knobloch, et Jorge E. Vinuales. Environmental Impact Assessment for Climate Change Policy with the Simulation-Based Integrated Assessment Model E3ME-FTT-GENIE ». Energy Strategy Reviews 20 (avril 2018): 195-208. https://doi.org/10.1016/j.esr.2018.03.003.

Mercure,M. 2014. The dynamics of technology diffusion and the impacts of climate policy instruments in the decarbonisation of the global electricity sector

Meulemann, R. (2017) The efficient future for the glass industry is “all-electric”. Presented at: 14th International Seminar on Furnace Design. Hg. v. Eurotherm by Schneider Electric Vsetin.

Meys, Raoul, Felicitas Frick, Stefan Westhues, André Sternberg, Jürgen Klankermayer, et André Bardow. Towards a Circular Economy for Plastic Packaging Wastes – the Environmental Potential of Chemical Recycling ». Resources, Conservation and Recycling 162 (novembre 2020): 105010. https://doi.org/10.1016/j.resconrec.2020.105010.

Modigliani, F., & Miller, M. H. (1958). The cost of capital., corporation finance and the theory of investment. The American economic review, 48(3), 261-297.

Modigliani, Franco, and Merton H. Miller. “The Cost of Capital, Corporation Finance and the Theory of Investment.” The American Economic Review, vol. 48, no. 3, 1958, pp. 261–97. JSTOR, http://www.jstor.org/stable/1809766. Accessed 25 Oct. 2024.

Moon, Saedaseul, et Deok-Joo Lee. An Optimal Electric Vehicle Investment Model for Consumers Using Total Cost of Ownership: A Real Option Approach ». Applied Energy 253 (novembre 2019): 113494. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.113494.

Morfeldt, Johannes, et Semida Silveira. Methodological differences behind energy statistics for steel production – Implications when monitoring energy efficiency ». Energy 77, no C (2014): 391-96.

Moshkelani, Maryam, Mariya Marinova, Michel Perrier, et Jean Paris. The forest biorefinery and its implementation in the pulp and paper industry: Energy overview ». Applied Thermal Engineering 50 (1 février 2013): 1427-36. https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2011.12.038.

Moya, J. A.; Pavel, C. C. (2018) Energy efficiency and GHG emissions. Prospective scenarios for the pulp and paper industry Luxembourg: Publications Office of the European Union (EUR, Scientific and technical research series, 29280).

Murphy, R., Rivers, N., Jaccard, M., 2007. Hybrid modeling of industrial energy consumption and greenhouse gas emissions with an application to Canada. Energy Economics 29, 826–846. https://doi.org/10.1016/j.eneco.2007.01.006

Myers, Stewart C. Determinants of corporate borrowing ». Journal of Financial Economics 5, no 2 (1 novembre 1977): 147-75. https://doi.org/10.1016/0304-405X(77)90015-0.

Nacke, L., Cherp, A., & Jewell, J. (2022). Phases of fossil fuel decline: Diagnostic framework for policy sequencing and feasible transition pathways in resource dependent regions. Oxford Open Energy, 1, oiac002. https://doi.org/10.1093/ooenergy/oiac002

Nadel et al. Opportunities for Improving End-use Electricity Efficiency in India 1991

Neelis, M.; Patel, M.; Bach, P.; Blok, K. (2007) Analysis of energy use and carbon losses in the chemical industry. In: Applied Energy 84 (7-8), S. 853–862. DOI: 10.1016/j.apenergy.2007.01.015

Nellissen, P. Wolf, S. (2015) Heat pumps in non-domestic applications in Europe. Potential for an energy revolution. Emerson Climate Technologies GmbH Brussels.

Neuhoff, et Ritz. Carbon cost pass-through in industrial sectors », 2019.

Neuhoff, Karsten, Nils May, et Jörn C. Richstein. Financing renewables in the age of falling technology costs ». Resource and Energy Economics 70 (1 novembre 2022): 101330. https://doi.org/10.1016/j.reseneeco.2022.101330.

Neuwirth, M.; Fleiter, T. Hydrogen technologies for a CO2-neutral chemical industry - a plant-specific bottom-up assessment of pathways to decarbonise the German chemical industry. In: eceee Industrial Summer Study proceedings 2020, S. 487–497

Newbery, D., 2016. Missing money and missing markets: Reliability, capacity auctions and interconnectors. Energy Policy 94, 401–410. https://doi.org/10.1016/j.enpol.2015.10.028

Ng, L., Wang, X., & Yu, J. (2023). Corporate Decarbonization under Financial Constraints: International Evidence. In SSRN Electronic Journal. Elsevier BV. https://doi.org/10.2139/ssrn.4353175

Nijs, Wouter; Ruiz, Pablo (2019): 01_JRC-EU-TIMES Full model. European Commission, Joint Research Centre (JRC) [Dataset] PID: http://data.europa.eu/89h/8141a398-41a8-42fa-81a4-5b825a51761b

Nilsson, Lars J., Fredric Bauer, Max Åhman, Fredrik N. G. Andersson, Chris Bataille, Stephane de la Rue du Can, Karin Ericsson, et al. An Industrial Policy Framework for Transforming Energy and Emissions Intensive Industries towards Zero Emissions ». Climate Policy 21, no 8 (14 septembre 2021): 1053-65. https://doi.org/10.1080/14693062.2021.1957665.

Oberndorfer, Ulrich, Viktoria Alexeeva-Talebi, et Andreas Löschel. Understanding the Competitiveness Implications of Future Phases of EU ETS on the Industrial Sectors ». SSRN Electronic Journal., 2010. https://doi.org/10.2139/ssrn.1649445.

Olivier Sautel, Caroline Mini, Hugo Bailly et Rokhaya Dieye, La tarification du carbone et ses répercussions. Exposition sectorielle au surcoût carbone, Les Notes de La Fabrique, Paris, Presses des Mines, 2022.

Olsthoorn, Mark, Joachim Schleich, et Marian Klobasa. Barriers to Electricity Load Shift in Companies: A Survey-Based Exploration of the End-User Perspective ». Energy Policy 76 (janvier 2015): 32-42. https://doi.org/10.1016/j.enpol.2014.11.015.

Olsthoorn, Mark, Joachim Schleich, et Marian Klobasa. Barriers to Electricity Load Shift in Companies: A Survey-Based Exploration of the End-User Perspective ». Energy Policy 76 (janvier 2015): 32-42. https://doi.org/10.1016/j.enpol.2014.11.015.

Papapetrou, M., Kosmadakis, G., Cipollina, A., La Commare, U., & Micale, G. (2018). Industrial waste heat: Estimation of the technically available resource in the EU per industrial sector, temperature level and country. Applied Thermal Engineering, 138, 207-216.

Pauliuk, Stefan, Anders Arvesen, Konstantin Stadler, et Edgar G. Hertwich. Industrial Ecology in Integrated Assessment Models ». Nature Climate Change 7, no 1 (janvier 2017): 13-20. https://doi.org/10.1038/nclimate3148.

Pauliuk, Stefan, Guillaume Majeau-Bettez, et Daniel B. Müller. A General System Structure and Accounting Framework for Socioeconomic Metabolism: General System Structure for Society's Metabolism ». Journal of Industrial Ecology 19, no 5 (octobre 2015): 728-41. https://doi.org/10.1111/jiec.12306.

Pee, A. D., Pinner, D., Roelofsen, O., & Somers, K. (2018). Decarbonization of industrial sectors: the next frontier.

Perez, FORTES Maria Del Mar, et Evangelos Tzimas. Techno-Economic and Environmental Evaluation of CO2 Utilisation for Fuel Production. Synthesis of Methanol and Formic Acid ». JRC Publications Repository, 3 juin 2016. https://doi.org/10.2790/89238.

Pfenninger, S., Hawkes, A., Keirstead, J., 2014. Energy systems modeling for twenty-first century energy challenges. Renewable and Sustainable Energy Reviews 33, 74–86. https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.02.003

Pfenninger, Stefan, Adam Hawkes, et James Keirstead. Energy Systems Modeling for Twenty-First Century Energy Challenges ». Renewable and Sustainable Energy Reviews 33 (mai 2014): 74-86. https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.02.003.

Phylipsen, Dian, Kornelis Blok, Ernst Worrell, et Jeroen de Beer. Benchmarking the energy efficiency of Dutch industry: an assessment of the expected effect on energy consumption and CO2 emissions ». Energy Policy 30, no 8 (1 juin 2002): 663-79. https://doi.org/10.1016/S0301-4215(02)00023-X.

Pisani-Ferry, Jean. LES INCIDENCES ÉCONOMIQUES DE L'ACTION POUR LE CLIMAT », s. d.

Pizer, William A., et David Popp. Endogenizing Technological Change: Matching Empirical Evidence to Modeling Needs ». Energy Economics 30, no 6 (novembre 2008): 2754-70. https://doi.org/10.1016/j.eneco.2008.02.006.

Polasky, Stephen, Stephen R. Carpenter, Carl Folke, et Bonnie Keeler. Decision-Making under Great Uncertainty: Environmental Management in an Era of Global Change ». Trends in Ecology & Evolution 26, no 8 (août 2011): 398-404. https://doi.org/10.1016/j.tree.2011.04.007.

Ponssard, Jean Pierre, et Neil Walker. EU Emissions Trading and the Cement Sector: A Spatial Competition Analysis ». Climate Policy 8, no 5 (janvier 2008): 467-93. https://doi.org/10.3763/cpol.2007.0500.

Popp, David, Richard G. Newell, et Adam B. Jaffe. Energy, the Environment, and Technological Change ». In Handbook of the Economics of Innovation, 2:873-937. Elsevier, 2010. https://doi.org/10.1016/S0169-7218(10)02005-8.

Posada, Marta, et Cesáreo Hernández. An Agent Based Model to Analyze CO2 Emission Trading and Technology Learning in the Spanish Cement Industry », s. d., 2.

Pottier, Antonin, Jean-Charles Hourcade, et Etienne Espagne. Modelling the Redirection of Technical Change: The Pitfalls of Incorporeal Visions of the Economy ». Energy Economics 42 (mars 2014): 213-18. https://doi.org/10.1016/j.eneco.2013.12.003.

Prina, Matteo Giacomo, Giampaolo Manzolini, David Moser, Benedetto Nastasi, et Wolfram Sparber. Classification and Challenges of Bottom-up Energy System Models - A Review ». Renewable and Sustainable Energy Reviews 129 (septembre 2020): 109917. https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.109917.

Pye, S., Broad, O., Bataille, C., Brockway, P., Daly, H. E., Freeman, R., ... & Watson, J. (2021). Modelling net-zero emissions energy systems requires a change in approach. Climate Policy, 21(2), 222-231.

Pye, S., O. Broad, C. Bataille, P. Brockway, H. E. Daly, R. Freeman, A. Gambhir, et al. Modelling Net-Zero Emissions Energy Systems Requires a Change in Approach ». Climate Policy 21, no 2 (7 février 2021): 222-31. https://doi.org/10.1080/14693062.2020.1824891.

Ragaert, Kim, Laurens Delva, et Kevin Van Geem. Mechanical and chemical recycling of solid plastic waste ». Waste Management 69 (1 novembre 2017): 24-58. https://doi.org/10.1016/j.wasman.2017.07.044.

Real option valuation in renewable energy literature: Research focus, trends and design ». Renewable and Sustainable Energy Reviews 80 (1 décembre 2017): 180-96. https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.05.166.

Rehfeldt, Matthias, Joachim Globisch, et Tobias Fleiter. Fuel Choice in Industrial Steam Generation: Empirical Evidence Reveals Technology Preferences ». Energy Strategy Reviews 26 (novembre 2019): 100407. https://doi.org/10.1016/j.esr.2019.100407.

Rehfeldt, Matthias; Fleiter, Tobias; Worrell, Ernst (2018) Inter-fuel substitution in European industry: A random utility approach on industrial heat demand. In: Journal of Cleaner Production 187, S. 98–110. DOI: 10.1016/j.jclepro.2018.03.179.

REINVENT Decarbonisation Innovations Database [Data set] », s. d. https://zenodo.org/record/3529696#.YREpBeROI0S.

Reynolds, A. (2018) Electric Boosting and Melting Technology. Overview of developments and current work programs at FSL. Hg. v. Glassman. Online verfügbar unter https://www.glassmanevents.com/contentimages/speakers/Andy-Reynolds-Fives.pdf.

Richstein, J. C., & Neuhoff, K. (2022). Carbon contracts-for-difference: How to de-risk innovative investments for a low-carbon industry? IScience, 25(8), 104700. https://doi.org/10.1016/j.isci.2022.104700

Richstein, J.C., 2017. Project-Based Carbon Contracts: A Way to Finance Innovative LowCarbon Investments. DIW Discussion Papers 1714. https://doi.org/10.2139/ssrn.3109302

Rightor, E., Whitlock, A., & Elliott, R. N. (2020, July). Beneficial electrification in industry. In American Council for an Energy Efficient Economy.

Rivers, Nic, et Mark Jaccard. Combining Top-Down and Bottom-Up Approaches to Energy-Economy Modeling Using Discrete Choice Methods ». The Energy Journal 26, no 1 (1 janvier 2005). https://doi.org/10.5547/ISSN0195-6574-EJ-Vol26-No1-4.

Rivers, Nic, et Mark Jaccard. Useful Models for Simulating Policies to Induce Technological Change ». Energy Policy 34, no 15 (octobre 2006): 2038-47. https://doi.org/10.1016/j.enpol.2005.02.003.

Ruijven, Bas J. van, Detlef P. van Vuuren, Willem Boskaljon, Maarten L. Neelis, Deger Saygin, et Martin K. Patel. Long-Term Model-Based Projections of Energy Use and CO2 Emissions from the Global Steel and Cement Industries ». Resources, Conservation and Recycling 112 (septembre 2016): 15-36. https://doi.org/10.1016/j.resconrec.2016.04.016.

Ruijven, Bas van, Detlef P. van Vuuren, et Bert de Vries. The Potential Role of Hydrogen in Energy Systems with and without Climate Policy ». International Journal of Hydrogen Energy 32, no 12 (août 2007): 1655-72. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2006.08.036.

Ruiz, P., W. Nijs, D. Tarvydas, A. Sgobbi, A. Zucker, R. Pilli, R. Jonsson, et al. ENSPRESO - an open, EU-28 wide, transparent and coherent database of wind, solar and biomass energy potentials ». Energy Strategy Reviews 26 (1 novembre 2019): 100379. https://doi.org/10.1016/j.esr.2019.100379.

Samal S 2017 Thermal plasma technology: the prospective future in material processing J. Cleaner Prod 142 3131–50

Sandberg, E. (2020) A scenario analysis of furnace heating technologies in the iron and steel industry,. Hg. v. Luleå University of Technology, Department of Engineering Science and Mathematics.

Sardianou, E. Barriers to Industrial Energy Efficiency Investments in Greece ». Journal of Cleaner Production 16, no 13 (septembre 2008): 1416-23. https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2007.08.002.

Saujot, Mathieu, et Sophie Dubuisson-Quellier. Pour une meilleure intégration des dimensions sociales et des modes de vie dans les exercices de prospective environnementale », s. d., 76.

Sautel, éd. La tarification du carbone et ses répercussions: exposition sectorielle au surcoût carbone. Les notes de la Fabrique 40. Paris: Presses des Mines-Transvalor la Fabrique de l'industrie, 2022.

Savut, I. (2019). Industrial Heat: Deep Decarbonization Opportunities. Bloomberg New Energy Finance.

Scalet, B. M.; Roudier, S.; Garcia M., Marcos; D.; Sancho, L.; Sissa, A. Q. (2013) Best Available Techniques (BAT) Reference Document for the Manufacture of Glass. Industrial Emissions Directive 2010/75/EU (Integrated Pollution Prevention and Control) Luxemburg: Publications Office of the European Union (25786)

Schéele, J. v.; Gartz, M.; Paul, R.; Lantz, M. T.; Riegert, J. P.; Söderlund, S. (2008) Flameless oxyfuel combustion for increased production and reduced CO2 and NOx emissions. Flammenlose Oxyfuel-Verbrennung steigert Produktion und reduziert CO2- und NOx-Emissionen. In: Stahl und Eisen 128 (7), S. 35–42

Schipper, Lee, Fridtjof Unander, Scott Murtishaw, et Mike Ting. I NDICATORS OF E NERGY U SE AND C ARBON E MISSIONS : Explaining the Energy Economy Link ». Annual Review of Energy and the Environment 26, no 1 (novembre 2001): 49-81. https://doi.org/10.1146/annurev.energy.26.1.49.

Schneider, Clemens. Re-Industrialisation and Low Carbon Economy - Can They Go Together? », s. d., 14.

Schorcht F, Kourti I, Scalet B M, Roudier S and Delgado Sancho L 2013 Best Available Techniques (BAT) Reference Document for the Production of Cement, Lime and Magnesium Oxide: industrial Emissions Directive 2010/75/EU:(Integrated Pollution Prevention and Control) (Joint Research Centre)

Schumacher, Katja, et Ronald D. Sands. Where Are the Industrial Technologies in Energy–Economy Models? An Innovative CGE Approach for Steel Production in Germany ». Energy Economics 29, no 4 (juillet 2007): 799-825. https://doi.org/10.1016/j.eneco.2006.12.007.

Seto, K. C., Davis, S. J., Mitchell, R. B., Stokes, E. C., Unruh, G., & Ürge-Vorsatz, D. (2016). Carbon Lock-In: Types, Causes, and Policy Implications. Annual Review of Environment and Resources, 41(1), 425–452. https://doi.org/10.1146/annurev-environ-110615-085934

Shi, Yingying, Yongchao Zeng, Jean Engo, Botang Han, Yang Li, et Ralph T. Muehleisen. Leveraging Inter-Firm Influence in the Diffusion of Energy Efficiency Technologies: An Agent-Based Model ». Applied Energy 263 (avril 2020): 114641. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.114641.

Shi, Yingying, Yongchao Zeng, Jean Engo, Botang Han, Yang Li, et Ralph T. Muehleisen. Leveraging Inter-Firm Influence in the Diffusion of Energy Efficiency Technologies: An Agent-

Based Model ». Applied Energy 263 (avril 2020): 114641. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.114641.

Sluisveld, Mariësse A.E. van, Harmen Sytze de Boer, Vassilis Daioglou, Andries F. Hof, et Detlef P. van Vuuren. A Race to Zero - Assessing the Position of Heavy Industry in a Global Net-Zero CO2 Emissions Context ». Energy and Climate Change 2 (décembre 2021): 100051. https://doi.org/10.1016/j.egycc.2021.100051.

Sluisveld, Mariësse van, Harmen-Sytze de Boer, Andries Hof, et Detlef van Vuuren. EU Decarbonisation Scenarios for Industry », s. d., 78.

Sluisveld, Mariësse van. Implications for Modelling Decarbonisation », s. d., 14.

Smil, Vaclav. Energy Transitions: History, Requirements, Prospects. Santa Barbara, Calif: Praeger, 2010.

Sola, Antonio V.H., et Caroline M.M. Mota. Influencing Factors on Energy Management in Industries ». Journal of Cleaner Production 248 (mars 2020): 119263. https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2019.119263.

Sola, Antonio Vanderley Herrero, et Antonio Augusto de Paula Xavier. Organizational Human Factors as Barriers to Energy Efficiency in Electrical Motors Systems in Industry ». Energy Policy 35, no 11 (novembre 2007): 5784-94. https://doi.org/10.1016/j.enpol.2007.05.024.

Sommer, R. A. (2000). Furnaces, Electric, Induction Furnaces. Kirk-Othmer Encyclopedia of Chemical Technology.

Steffens, Paul R, et Evan J Douglas. Valuing Technology Investments: Use Real Options Thinking but Forget Real Options Valuation », s. d., 20.

Stubdrup K R, Karlis P, Roudier S and Delgado Sancho L 2016 Best Available Techniques (BAT) Reference Document for the Production of Wood-based Panels Industrial Emissions Directive 2010/75/EU (Integrated Pollution Prevention and Control) (Joint Research Centre)

Suhr M et al 2015 Best Available Techniques (BAT) Reference Document for the Production of Pulp, Paper and Board. Industrial Emissions Directive 2010/75/EU (Integrated Pollution Prevention and Control) (Joint Research Centre)

Suhr, M.; Klein, G.; Kourti, I.; Rodrigo Gonzalo, M.; Giner Santonja, G.; Roudier, S.; Delgado Sancho, L. (2015) Best Available Techniques (BAT) reference document for the production of

pulp, paper and board Luxembourg: Publications Office (EUR, Scientific and technical research series, 27235).

Tautorat, P., Lalin, B., Schmidt, T. S., & Steffen, B. (2023). Directions of innovation for the decarbonization of cement and steel production – A topic modeling-based analysis. In Journal of Cleaner Production (Vol. 407, p. 137055). Elsevier BV. https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2023.137055

Teixeira, A, et J Lefèvre. CONSTRUCTION DE MATRICES DE FLUX DE MATIERES POUR UNE PROSPECTIVE INTEGREE ENERGIE-MATIERE-ECONOMIE », s. d., 78.

Teixido, Jordi, Stefano F. Verde, et Francesco Nicolli. The impact of the EU Emissions Trading System on low-carbon technological change: The empirical evidence ». Ecological Economics 164, no C (2019). https://econpapers.repec.org/article/eeeecolec/v_3a164_3ay_3a2019_3ai_3ac_3a37.htm.

Thollander, Patrik, et Mikael Ottosson. Energy management practices in Swedish energy-intensive industries ». Journal of Cleaner Production 18, no 12 (1 août 2010): 1125-33. https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2010.04.011.

Thollander, Patrik, Sandra Backlund, Andrea Trianni, et Enrico Cagno. Beyond Barriers – A Case Study on Driving Forces for Improved Energy Efficiency in the Foundry Industries in Finland, France, Germany, Italy, Poland, Spain, and Sweden ». Applied Energy 111 (novembre 2013): 636-43. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2013.05.036.

Timilsina, Govinda, Jun Pang, et Xi Yang. Linking Top-Down and Bottom-Up Models for Climate Policy Analysis: The Case of China. World Bank, Washington, DC, 2019. https://doi.org/10.1596/1813-9450-8905.

Tönjes, Annika, Katharina Knoop, Tobias Lechtenböhmer, Helena Mölter, et Katja Witte. Dynamics of Cross-Industry Low-Carbon Innovation in Energy-Intensive Industries », s. d., 10.

Trianni, A., Cagno, E., & Worrell, E. (2013). Innovation and adoption of energy efficient technologies: An exploratory analysis of Italian primary metal manufacturing SMEs. In Energy Policy (Vol. 61, pp. 430–440). Elsevier BV. https://doi.org/10.1016/j.enpol.2013.06.034

Trianni, Andrea, Enrico Cagno, et Ernst Worrell. Innovation and Adoption of Energy Efficient Technologies: An Exploratory Analysis of Italian Primary Metal Manufacturing SMEs ». Energy Policy 61 (octobre 2013): 430-40. https://doi.org/10.1016/j.enpol.2013.06.034.

Trianni, Andrea, Enrico Cagno, et Stefano Farné. Barriers, Drivers and Decision-Making Process for Industrial Energy Efficiency: A Broad Study among Manufacturing Small and Medium-Sized Enterprises ». Applied Energy 162 (janvier 2016): 1537-51. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.02.078.

Trigeorgis, Lenos, et Jeffrey J. Reuer. Real Options Theory in Strategic Management ». Strategic Management Journal 38, no 1 (2017): 42-63. https://doi.org/10.1002/smj.2593.

Turnheim, Bruno, Frans Berkhout, Frank Geels, Andries Hof, Andy McMeekin, Björn Nykvist, et Detlef van Vuuren. Evaluating Sustainability Transitions Pathways: Bridging Analytical Approaches to Address Governance Challenges ». Global Environmental Change 35 (novembre 2015): 239-53. https://doi.org/10.1016/j.gloenvcha.2015.08.010.

Venmans, Frank. Triggers and Barriers to Energy Efficiency Measures in the Ceramic, Cement and Lime Sectors ». Journal of Cleaner Production 69 (avril 2014): 133-42. https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2014.01.076.

Verdnik, M., Rieberer, R., Moisi, H., Trans-critical vapor compression cycle using butane (R600) as refrigerant for industrial waste heat recovery, 25th IIR International Congress of Refrigeration, Montreal., 2019.

Vogt-Schilb, Adrien, Guy Meunier, et Stephane Hallegatte. When Starting with the Most Expensive Option Makes Sense: Optimal Timing, Cost and Sectoral Allocation of Abatement Investment ». IDB Publications, 27 février 2018. https://doi.org/10.18235/0001014.

Wachs, Liz, et Shweta Singh. A Modular Bottom-up Approach for Constructing Physical Input–Output Tables (PIOTs) Based on Process Engineering Models ». Journal of Economic Structures 7, no 1 (décembre 2018): 26. https://doi.org/10.1186/s40008-018-0123-1.

Waisman, Henri, Céline Guivarch, Fabio Grazi, et Jean Charles Hourcade. The IMACLIM -R Model: Infrastructures, Technical Inertia and the Costs of Low Carbon Futures under Imperfect Foresight ». Climatic Change 114, no 1 (septembre 2012): 101-20. https://doi.org/10.1007/s10584-011-0387-z.

Wang, Hongying, et Bing Sun. Diffusion Mechanism of Leading Technology in the New Energy Industry Based on the Bass Model ». Frontiers in Energy Research 9 (31 mai 2021): 586787. https://doi.org/10.3389/fenrg.2021.586787.

Wang, Nan, Keigo Akimoto, et Gregory F. Nemet. What Went Wrong? Learning from Three Decades of Carbon Capture, Utilization and Sequestration (CCUS) Pilot and Demonstration

Projects ». Energy Policy 158 (novembre 2021): 112546. https://doi.org/10.1016/j.enpol.2021.112546.

Weber, Christoph, et Adriaan Perrels. Modelling Lifestyle e!Ects on Energy Demand and Related Emissions ». Energy Policy, 2000, 18.

West, Kira, Toon van Harmelen, Vinzenz Koning, Gert Jan Kramer, et André Faaij. Detailed modelling of basic industry and material flows in a national energy system optimization model ». Resources, Conservation and Recycling 206 (1 juillet 2024): 107617. https://doi.org/10.1016/j.resconrec.2024.107617.

Wilk, V.; Helminger, F.; Lauermann, M. (2020) High temperature heat pumps for industrial processes -application and potential. In: ECEEE industrial summer study proceedings

Wilk, V.; Lauermann, M.; Helminger, F. (2019b) Decarbonization of industrial processes with heat pumps. AIT Austrian Institute of Technology GmbH Vienna.

Wilk, V.; Windholz, B.; Jentsch, R.; Fleckl, T.; Fluch, J.; Grubbauer, A. et al. (2017) Valorization of industrial waste heat by heat pumps based on case studies of the project EnPro. In: 12th IEA Heat Pump Conference

Wilting, Harry C., Albert Faber, et Annemarth M. Idenburg. Investigating New Technologies in a Scenario Context: Description and Application of an Input–Output Method ». Journal of Cleaner Production 16, no 1 (janvier 2008): S102-12. https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2007.10.017.

Wolf, S.; Lambauer, J.; Blesl, M.; Fahl, U.; Voß, A. (2012) Industrial heat pumps in Germany. Potentials, technological developement and market barriers. In: ECEEE summer study on energy efficiency in industry

Worrell, Ernst, et Gale Boyd. Bottom-up Estimates of Deep Decarbonization of U.S. Manufacturing in 2050 ». Journal of Cleaner Production, novembre 2021, 129758. https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2021.129758.

Worrell, Ernst, et Jesus Rosales Carreon. Energy demand for materials in an international context ». Philosophical Transactions of the Royal Society A: Mathematical., Physical and Engineering Sciences 375, no 2095 (mai 2017): 20160377. https://doi.org/10.1098/rsta.2016.0377.

Xu, Z. Y., Wang, R. Z., & Yang, C. (2019). Perspectives for low-temperature waste heat recovery. Energy, 176, 1037-1043.

Yu, Shiyong, Yuke Chen, Linchang Pu, et Zhe Chen. The CO2 Cost Pass-through and Environmental Effectiveness in Emission Trading Schemes ». Energy 239 (janvier 2022): 122257. https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.122257.

Zacharopoulou V and Lemonidou A A 2018 Olefins from biomass intermediates: a review Catalysts 8 2

Zheng, Jiajia, et Sangwon Suh. Strategies to Reduce the Global Carbon Footprint of Plastics ». Nature Climate Change 9, no 5 (mai 2019): 374-78. https://doi.org/10.1038/s41558-019-0459-z.

Zhu, Q., 2011. CO2 abatement in the cement industry. IEA Clean Coal Centre.

Zhu, T., Curtis, J., & Clancy, M. (2023). Modelling barriers to low-carbon technologies in energy system analysis: The example of renewable heat in Ireland. Applied Energy, 330, 120314.

Zhu, Zili, Paul Graham, Luke Reedman, et Thomas Lo. A Scenario-Based Integrated Approach for Modeling Carbon Price Risk ». Decisions in Economics and Finance 32, no 1 (mai 2009): 35-48. https://doi.org/10.1007/s10203-009-0086-7.

Zou, S., & Ockenden, S. (2016). What Enables Effective International Climate Finance in the Context of Development Co-operation? (OECD Development Co-Operation Working Papers No. 28; OECD Development Co-Operation Working Papers, Vol. 28). https://doi.org/10.1787/5jlwjg92n48x-en

Zühlsdorf, B.; Bühler, F.; Bantle M.; Elmegaard, B. (2019b) Analysis of technologies and potentials for heat pump-based process heat supply above 150 °C. In: Energy Conversion and Management: X. DOI: 10.1016/J.ECMX.2019.100011

9. Annexe : modèle de gisement de recyclage

Le recyclage constitue une dynamique mal décrite par les travaux prospectifs du système énergétique (Pauliuk et al., 2017). Pourtant, ce levier représente une part importante des efforts de décarbonation de l'industrie à l'horizon 2050 dans les scénarios SNBC AMS, Negawatt et ADEME. Comme vu dans le premier chapitre, le recyclage permet de limiter les transformations de la matière à réaliser, et donc de faire des économies d'énergie en plus des autres ressources naturelles épargnées (Tableau 24). Nous proposons ici un modèle simple qui permette d'endogénéiser le potentiel du recyclage.

Tableau 24 Principales hypothèses communes sur le recyclage de long-terme (FEDEREC, SNBC, CEREN, 2018)

	Taux d'insertion de MPR	SNBC3 2050	Objectifs européen 2030 (Emballage)	Evolution de la consommation d'énergie par tonne	Evolution des émissions de CO_2 par tonne	Principaux Polluants
Papier	62%	80%	76%	+20%	+18%	Plastique, métaux,fibres courtes
Aluminium	44%	80%	60%	-91%	-74%	Silicium, Cuivre, Magnesium
Acier	37%	70%	80%	-64%	-90%	Cuivre, Etain
Verre	62%	85%	75-85%	-20%	-20%	Coloration

De nombreuses limitations dans les flux de matières limitent toutefois le potentiel du recyclage En se concentrant sur les limites techniques, les deux principales sont

-La disponibilité de la ressource. Pour estimer les ressources de matériaux à recycler, des modèles de type Material Flow Analysis sont les plus pertinent. Ils permettent une représentation des consommations passées de matériaux et à l'aide d'hypothèses de durée de vie, et des taux de récupération pour chacune des filières d'estimer les gisements. Dans un monde où la demande en matériaux augmente, même un taux de récupération de 100% des produits en fin de vie aboutit à un taux d'incorporation limité. Les gisements de ressources ont toujours été le premier facteur limitant de l'utilisation de matière secondaire (Oda et al., 2012, Pauliuk et al., 2017)

-L'adéquation entre la qualité de la ressource et les besoins. En effet, la phase d'utilisation d'un produit va généralement dégrader la matière ou inclure des contaminants (Ayres, 1999). Ceci peut notamment arriver lors de la récupération si les fils de cuivre du système électrique ou des moteurs ne sont retirés de la carcasse automobile avant son recyclage. Sans

tri ou purification suffisante, la matière peut perdre certaines de ses propriétés qui ne lui permettent pas d'être réutilisée en l'état dans de nouveaux biens (Kral et al ,2013 ; PIvnenko et al., 2016). Le cuivre crée des fissures lors du laminage en créant des fragilités dans l'acier. Il faudra alors généralement diluer la matière à recycler dans de la matière vierge pour satisfaire les exigences du secteur aval (Björkman et al., 2013). Daehn et al (2017) ont modélisé les contraintes reposant sur le système sidérurgique à l'échelle monde. En utilisant le taux de cuivre dans l'acier comme proxy de sa pollution (n'étant pas oxydable sans oxyder le fer lors de sa réduction, le cuivre est un polluant a priori éternel de l'acier), il montre que la part d'acier pollué au cuivre va devenir rapidement limitante pour de nombreuses utilisations (Figure 142). Il existe toutefois encore aujourd'hui des gisements pour accepter plus de cuivre dans le système en raison des sur-spécifications dans le secteur de la construction (différences entre les flux actuels et les spécifications sur la Figure 142). Les mêmes limites thermodynamiques sont applicables pour tous les métaux (Figure 143). Des travaux similaires pour l'aluminium (Zhu et al., 2017 et Zhu et al., 2019) ont mis en évidence le rôle de contaminants qui limitent de façon importante l'augmentation du taux d'insertion dans le cas d'une industrie en forte croissance.

Ensuite, de nombreuses contraintes organisationnelles limitent la possibilité de celui-ci de se développer :

- La structure de marché entre production primaire et secondaire (Sourisseau, 2019). Des oligopsones sur le marché primaire peuvent impacter le marché secondaire.
- La structuration de la filière de la collecte à la production du nouveau bien : les exigences de qualité sur la consommation de la Matière Première de Recyclage (MPR) doivent pouvoir être connues dès la collecte pour mettre en place des mesures de tri efficaces qui puisse permettre de valoriser celle-ci au mieux. La multitude d'acteurs impliqués peuvent diluer la connaissance et donc l'optimisation de l'ensemble de la chaine de valeur : tri & collecte par les collectivités, éco-organismes, industriels (ADEME, 2017)
- L'inadéquation géographique entre demande en MPR (concentré dans certaines usines) et les gisements (généralement diffus sur le territoire, de façon proportionnelle à la densité de consommateur)

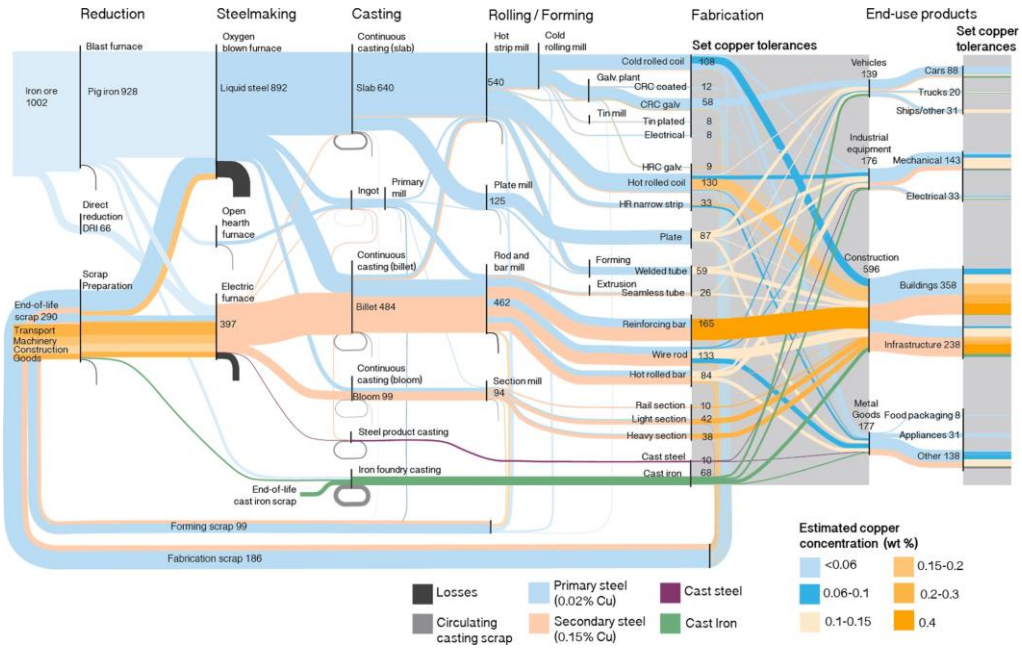


Figure 142 Représentation des flux de cuivre avec leur pollution au cuivre (bleu-jaune), ses utilisations et les exigences pour les biens en aval (boites grises).. (Daehn et al., 2017)

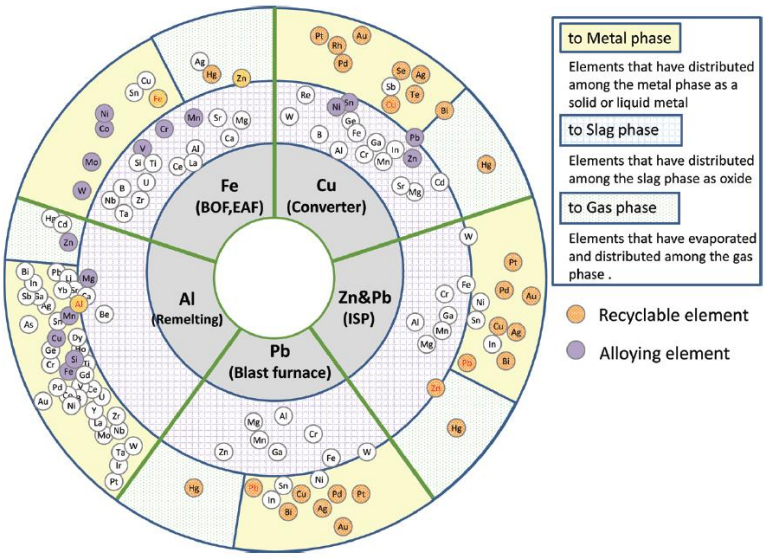


Figure 143 Polluants pour les principaux métaux considérés qui vont pouvoir être éliminés en phase gazeuse ou avec les impuretés (vert & bleu) ou rester dans le métal dans son traitement (jaune). Plus la distance est importante au centre, plus les impuretés sont compliquées à oxyder. (Nakajima et al., 2010))

$R_{i,t}$: $Mt\ récupérables\ de\ la\ qualité\ i$
$z_{i,t}$ $Dépenses\ de\ récupération\ de\ la\ ressource\ de\ qualité\ i$
k_i : $caractérise\ le\ niveau\ de\ développement\ de\ récupération$ ($supérieur$ à 1) .
$Q_{i,t}$: $Stock\ disponible\ selon\ le\ MFA$
$\theta_{i,t}$: $taux\ de\ récupération\ \ avec\ les\ meilleurs\ pratiques\ technologiques$ (0 à 1)
P_i : $proportion\ de\ la\ qualité\ i\ utilisée\ pour\ un\ bien$
i : $catégorie\ de\ qualité\ pour\ une\ MPR$
t : $temps$
o : $bien\ utilisant\ des\ MPR$
Req_o: $exigence\ de\ qualité\ pour\ le\ bien\ o$
D_o : $demande\ dans\ le\ bien\ o$

Une littérature étudiant l'effet du recyclage sur le prix, ou sur le rythme d'extraction de la matière première, s'est développée dans les dernière décennies (Gaskins, 1974 ; Swan, 1980; Martin, 1982 ; Grant , 1999 ; Gaudet et al., 2003; Ba et al., 2018). Nous reprenons le modèle mathématique proposé par Swan (1980) et repris par Sourisseau (2019) dans le cas de la sidérurgie. Un modèle type MFA est construit pour identifier les flux de ressources disponibles chaque année. Celui-ci se base sur la production passée et des hypothèses de fin de vie. Chaque ressource de récupération est segmentée selon sa qualité et les différents sous-types disponibles. Ainsi, chaque utilisation est caractérisée par un taux de pollution qui vient dégrader la qualité de la matière récupérée. Finalement, on utilise une équation de supply-curve de chaque matière de recyclage :

$$R_i(z_i) = (1 - e^{-\boldsymbol{k_i} * z_i}) * Q_{i,t}, * \theta_{i,t}$$

Cette fonction est concave, avec donc un coût marginal pour accéder à la ressource qui augmente, du aux difficultés de collecte et récupération. A chaque pas de temps, sera calculé le stock disponible de ressources à partir des historiques de consommations de chaque type de produits et d'hypothèses sur le caractère polluant de cette activité, la durée de vie des produits et le taux de récupération associé.

Optimisation des ressources pollués

La sollicitation des différentes sources disponibles (matières vierges, matières recyclées) se fait via une optimisation du système global avec la fonction objectif suivante :

Minimisation des coûts : $\mathbf{min}(\sum_i \boldsymbol{R_i} * \boldsymbol{z_i})$

Cette vision d'optimisation donne ainsi une valeur haute au potentiel de la filière recyclée.

Les contraintes modélisées sont les suivantes :

- Equilibre offre/demande : $R_i(z_i) = (1 - e^{-k_i * z_i}) * Q * \theta$
- Exigences de qualité & dilution des polluants : $\forall o \ , \ Req_o > \sum_i R_{i \to o} * P_i$
- Flux cohérents : $R_i = \sum_i R_{i \to o} \quad D_o = \sum_i R_{i \to o}$
- Coût de production : $z_o = (\sum_i R_{i \to o} * P_i)/D_o$

On intègre la production primaire, issu du modèle technoexplicite, dans les sources de matière mobilisable. Généralement celle-ci est catégorisé par un niveau de pollution faible, un prix déterminé par le prix des commodités et le mix technologique en place, et un gisement correspondant aux capacités en place. Ainsi le modèle arbitre pour chaque bien entre la production primaire et secondaire.

Cette modélisation est déclinée sur les 4 secteurs précédemment présentés, et dont les hypothèses sont regroupées dans le Tableau 25 construits à l'aide d'une revue de la littérature (Tableau 26). Les valeur de k ont été calculé pour obtenir le taux de recyclage réel. Une importante simplification du nombre de classification de matière récupéré a été faite en se concentrant principalement sur le proxy du facteur limitant la qualité. Il y a en réalité plus de 95 sortes papetières référencées dans la norme EN643.

Tableau 25 Paramètres retenus dans la modélisation des gisements de recyclage

	Polluant acceptable Req_o	**Polluant End of Life** P_i	**K**	θ	**Lifetime**
Acier primaire	**0,01%**				
Acier voiture	%0,05	+0,3%	1,2	0,9	28
Acier Construction	%0,3	+0,05%	2,05	0,55	69
Acier Inox	%0,07	+0,04%	--	0,78	22
Acier Plat HQ (tubes)	%0,1	+0,08%	5,7	0,87	45
Acier Plat MQ (equip)	%0,15	+0,1%	6,8	0,69	18
Aluminium	**0,01%**				
Alu – emballage / plat HQ	1%	+1%	1,4	0,87	3
Alu - fonderie voiture	15%	+7%	12,5	0,89	24
Alu – filage	5%	+2%	7,6	0,67	56
Alu – extrusion batiment	6%	+3%	4,2	0,72	32
Papier vierge	**4mm**				
Papier – Hygiène	3,9mm	/		/	/
Papier – Emballage	3,3mm	-0,1mm	1,3	0,67	1
Papier - Graphique	3,3mm	-0,2mm	0,9	0,87	2,5

Tableau 26 Revue de la littérature pour caractériser les paramètres du recyclage

Secteur	Sources
Acier	*Graedel et al.,2011* *Daehn et al., 2017* *Wang et al.,2007* *Xylia et al., 2017* *Bowyer, 2015* *Rem et al., 2012* *Janke et al. 2000*
Aluminium	*Zhuet al., 2021* *Velasco et al., 2010* *Nakajima et al., 2010* *Gaustad et al., 2012*
Papier	*Brunet-Navarro 2016* *Eggers ,2002* *Mantau ,2012* *Tatoutchoup, 2016* *Blanco ,2013*
Verre	*Dijkgraaf 2021* *Testa 2017* *Knapp et al., 2017* *Lee et al., 2021*

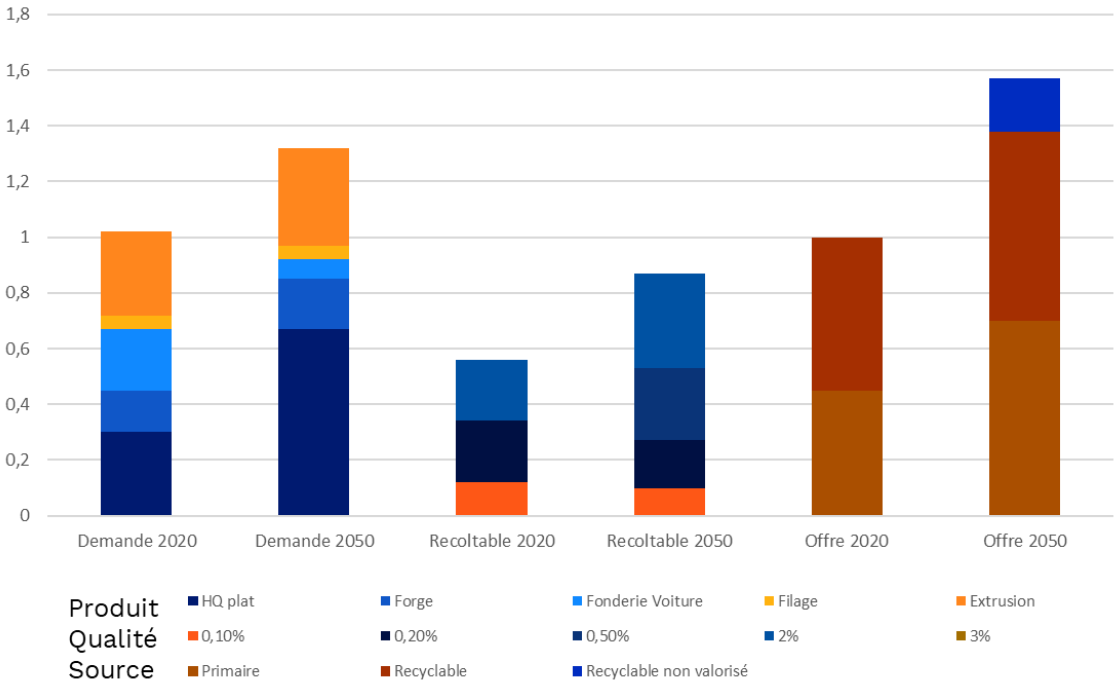


Figure 144 Flux d'acier en 2020 et 2050 dans avec optimisation de l'utilisation de la ressource recyclée polluée.

La Figure 144 illustre dans un scénario la possibilité de décrire le stock 2050 d'acier par qualité, et sa potentielle intégration dans l'offre totale. Toutefois cette approche d'optimisation comme un planificateur social ou une entreprise en monopole sur sa filière ne donne qu'une borne haute du potentiel atteignable. On notera également la limite d'une optimisation à chaque pas de temps qui ne permet pas de comportements complexes ou d'anticipation d'une

future contrainte, par rapport à une optimisation sur l'ensemble du système sur la durée considérée, qui pourrait faire apparaitre des comportements visant à garder des gisements de ressources non pollués via de la sur spécification pour garder des gisements collectés propre facilement valorisables plus chers.