



**FRANCE STRATÉGIE**

ÉVALUER. ANTICIPER. DÉBATTRE. PROPOSER.

# Les coûts d'abattement en France

La commission sur les coûts d'abattement, présidée par Patrick Criqui, évalue les coûts de la réduction des émissions de gaz à effet de serre en France, dans une perspective sectorielle. Cette évaluation est nécessaire pour la conduite d'une transition économiquement efficace. Elle complète les travaux menés sur la valeur de l'action pour le climat (VAC) par la commission Quinet (2019) et permet de situer les actions à entreprendre par rapport à cette valeur. Les travaux ont porté sur l'élaboration d'un cadre méthodologique commun et sur cinq grands secteurs stratégiques. Un sixième secteur, celui de l'agriculture, reste à étudier.

**Transports** – L'analyse fait apparaître la nécessité d'une segmentation des actions. La substitution des véhicules 100 % électriques aux véhicules thermiques est coût-efficace, selon les usages, à court et moyen terme. À l'horizon 2030, l'hydrogène ne constitue une option que pour les transports lourds et à longue distance. L'utilisation des biocarburants doit tenir compte des contraintes de potentiel de ressources et devrait être réservée aux usages pour lesquels ils représentent une des seules options disponibles (le transport aérien, par exemple).

**Électricité** – La baisse des coûts des énergies renouvelables variables (éolien et solaire) conduit à anticiper une forte augmentation de leur part dans le mix électrique. L'évaluation doit alors prendre en compte non seulement les coûts de production à la centrale, mais aussi les « coûts système » pour l'équilibrage en continu de l'offre et de la demande. Par rapport à un mix de référence conservant une part de gaz naturel, le coût de sa décarbonation complète est, à l'horizon 2050, très inférieur à la VAC.

**Hydrogène** – L'hydrogène est aujourd'hui utilisé comme matière première dans l'industrie chimique, où il est produit par vaporeformage du gaz naturel. La production avec capture et séquestration du carbone peut être dès aujourd'hui coût-efficace. La production massive d'hydrogène à partir d'électricité, par électrolyse, engendre des pertes de rendement très importantes, et ne fera pleinement sens pour la décarbonation que lorsque le système électrique européen aura été très largement décarboné. À cette échéance, et associée à des stockages d'hydrogène, elle jouera même un rôle dans l'équilibrage du système électrique. Enfin, en tant que vecteur énergétique décarboné, l'hydrogène devrait s'appliquer prioritairement aux usages spécifiques (chimie, sidérurgie), et là où l'électrification directe est impossible, comme les transports à longue distance ne pouvant être équipés de batteries.

**Bâtiment résidentiel** – La rénovation des logements constitue un gisement très important de réduction des émissions de CO<sub>2</sub> à coût modéré pour la collectivité. En particulier, la rénovation des cinq millions de « passoires thermiques » s'impose dès aujourd'hui. L'équilibre entre les actions d'efficacité énergétique et le recours à des vecteurs énergétiques décarbonés (électricité, chaleur renouvelable et gaz biosourcé) reste difficile à déterminer. En termes d'efficacité économique, le degré optimal d'ambition des programmes – le passage à la classe B ou C du diagnostic de performance énergétique – dépend d'une part de l'existence d'une offre de rénovation performante et, d'autre part, de la disponibilité future et du coût des vecteurs décarbonés.

**Industrie** – Les émissions de l'industrie proviennent de quatre grandes composantes : la sidérurgie, les cimenteries, la chimie et les autres industries<sup>1</sup>. Pour la sidérurgie et les cimenteries, les émissions de transformation des matériaux (respectivement minerai de fer et calcaire) représentent une part importante du total. Les cimenteries devront faire appel, pour leur décarbonation, d'abord à la réduction de la proportion de clinker, puis à la capture et séquestration du carbone. Dans toutes les industries, la recherche d'une plus grande efficacité pour l'énergie et les matières premières s'impose et les principes de l'économie circulaire devront être appliqués.

1. Seul le ciment a toutefois fait l'objet d'une publication jusqu'ici, d'autres étant prévues pour le reste de l'industrie.

**Patrick Criqui**

président de la commission  
sur les coûts d'abattement

La *Note de synthèse* est publiée sous la responsabilité éditoriale du commissaire général de France Stratégie. Les opinions exprimées engagent leurs auteurs et n'ont pas vocation à refléter la position du gouvernement.

## INTRODUCTION

Les travaux de la commission Quinet (2019)<sup>2</sup> ont défini la valeur de l'action pour le climat (VAC), qui représente la valeur que la collectivité doit donner aux actions publiques et privées pour atteindre l'objectif climatique. Cette valeur globale, construite dans une logique *top down* à partir de modèles complexes, n'a cependant pas épuisé la question de l'identification et de l'évaluation des principales options techniques devant être mises en œuvre dans les différents secteurs. C'est pourquoi une nouvelle commission sur les coûts d'abattement des émissions de gaz à effet de serre (GES)<sup>3</sup> a reçu, en septembre 2019, la mission d'identifier les principales options stratégiques, secteur par secteur, et d'en mesurer les coûts socioéconomiques. Ses travaux, de nature plus micro et technicoéconomique ou *bottom up*, constituent un complément indispensable à ceux de la commission Quinet.

Le calcul des coûts de réduction des émissions est nécessaire pour la conduite d'une transition économiquement efficace. Dans cette optique, la commission sur les coûts d'abattement présidée par Patrick Criqui a élaboré une méthodologie et des estimations pour cinq des six secteurs stratégiques (Encadré 1). La comparaison de ces coûts d'abattement à la trajectoire de la VAC, associée à la Stratégie nationale bas-carbone (SNBC), permet d'identifier les solutions à encourager dans les politiques publiques. Le calcul des coûts d'abattement doit ainsi constituer une procédure performante pour :

- construire une gradation des actions à coût faible ou nul, à coût maîtrisé, à coût élevé, pour des technologies matures et pour des technologies en développement ;

- comparer les différentes options entre elles, secteur par secteur et pour différents horizons de temps, et donc établir des priorités d'action ;
- apprécier l'importance des efforts que la collectivité doit consacrer pour promouvoir, à travers les politiques publiques, les principales options de réduction socialement coût-efficaces, en particulier lorsque les décisions des acteurs décentralisés ne conduisent pas spontanément à leur mise en œuvre.

Dans le contexte de l'élaboration de la SNBC 3, les travaux de la commission sur les coûts d'abattement peuvent contribuer à une meilleure identification des déterminants de ces coûts dans les différents secteurs (Graphique 1 page suivante). Ils peuvent également permettre, dans une perspective de planification, de valider les options à engager à différents horizons de temps sur la trajectoire de neutralité carbone.

## ASSURER L'EFFICACITÉ DES ACTIONS POUR LA NEUTRALITÉ CARBONE

La perspective adoptée est celle d'une évaluation socio-économique, c'est-à-dire que les coûts d'abattement sont calculés pour la société dans son ensemble et intègrent, dans la mesure du possible, les coûts externes (pollution de l'air, bruit, cobénéfices santé, etc.). Les évaluations portent à ce jour sur cinq secteurs stratégiques, choisis en raison de leur importance dans les émissions de GES françaises, ou de leur importance dans la décarbonation du système énergétique : transports, système électrique, production d'hydrogène, logement et industrie (Graphique 2 page suivante).

### Encadré 1 – Volets déjà publiés

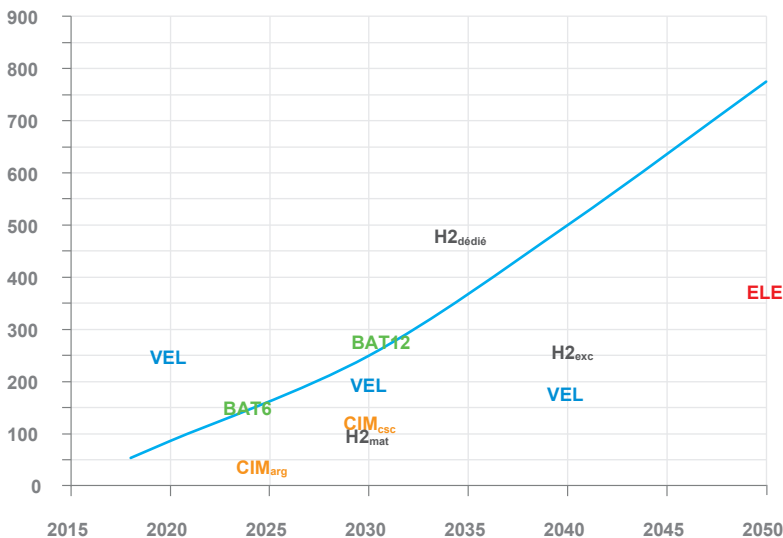
1. [Criqui P. \(2021\), Les coûts d'abattement. Partie 1 - Méthodologie, rapport de la commission sur les coûts d'abattement, France Stratégie, juin, 70 p.](#)
2. [Criqui P. \(2021\), Les coûts d'abattement. Partie 2 - Transports, rapport de la commission sur les coûts d'abattement, France Stratégie, juin, 92 p.](#)
3. [Criqui P. \(2022\), Les coûts d'abattement. Partie 3 - Électricité, rapport de la commission sur les coûts d'abattement, France Stratégie, janvier, 132 p.](#)
4. [Criqui P. \(2022\), Les coûts d'abattement. Partie 4 - Hydrogène, rapport de la commission sur les coûts d'abattement, France Stratégie, mai, 82 p.](#)
5. [Criqui P. \(2022\), Les coûts d'abattement. Partie 5 - Logement, rapport de la commission sur les coûts d'abattement, France Stratégie, novembre, 160 p.](#)
6. [Criqui P. \(2023\), Les coûts d'abattement. Partie 6 - Ciment, rapport de la commission sur les coûts d'abattement, France Stratégie, mai, 54 p.](#)

2. Quinet A. (2019), *La valeur de l'action pour le climat. Une valeur tutélaire du carbone pour évaluer les investissements et les politiques publiques*, rapport, France Stratégie, février.

3. <https://www.strategie.gouv.fr/publications/couts-dabattement>



**Graphique 1 – VAC et coûts d’abattement (en €/tCO<sub>2</sub>)**



- VEL** = véhicule berline électrique
- BAT6, BAT12** = rénovation énergétique de respectivement 6 et 12 millions de logements
- H2<sub>mat</sub>** = hydrogène matière première, en reformage du méthane avec capture
- H2<sub>exc</sub>** = hydrogène d'électrolyse d'excédents électriques
- H2<sub>dedie</sub>** = hydrogène d'électrolyse en production dédiée
- CIM<sub>arg</sub>** = dans les cimenteries, substitution du clinker par de l'argile calcinée
- CIM<sub>csc</sub>** = capture et séquestration du carbone dans les cimenteries
- ELE** = décarbonation complète du système électrique en 2050

N.B. Les dates correspondent aux horizons de temps auxquels ont été menés les calculs ; ils sont considérés en formule 2 ou en formule 3 suivant les cas (voir Encadré 2 *infra*), de façon à assurer la comparabilité avec la VAC.

Source : commission Crique

Suite à l'Accord de Paris en 2015 et au rapport du Giec sur l'impact d'un réchauffement de 1,5 °C de la planète<sup>4</sup>, la neutralité carbone pour 2050 est devenue le nouveau point focal de la politique climatique française et européenne. C'est donc dans cette perspective de la neutralité carbone à atteindre en 2050 que les travaux ont été menés.

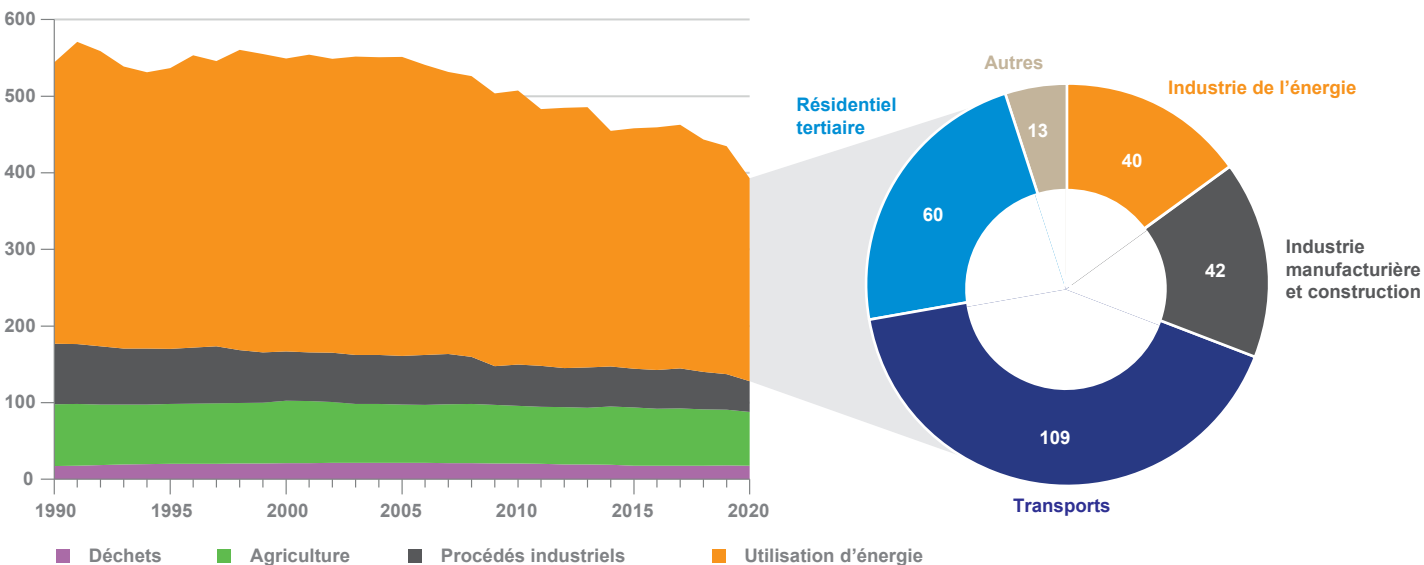
*Les travaux antérieurs, dans une approche modélisée « descendante » (top down)*

Une exploration des conditions d'atteinte de cet objectif a été menée pour France Stratégie dans les travaux de la commission Quinet (2019). Cette commission avait pour

objectif de réviser la trajectoire de la VAC, pour la rendre conforme à l'objectif de neutralité carbone en 2050, selon la trajectoire tracée par la SNBC de 2019.

Pour ce faire, plusieurs modèles énergétiques ou « énergie-économie » avaient été mobilisés (Schéma 1 page suivante). Les résultats<sup>5</sup> sont riches en enseignements. Ils s'appuient, pour calculer la VAC, sur un scénario d'encadrement international et une prise en compte de l'évolution des technologies et du contexte institutionnel : sur la base de ces travaux, la VAC a été estimée à 250 €<sub>2018</sub>/tCO<sub>2</sub> en 2030, à 500 €<sub>2018</sub>/tCO<sub>2</sub> en 2040 et enfin à 775 €<sub>2018</sub>/tCO<sub>2</sub> en 2050 (Graphique 3 page suivante).

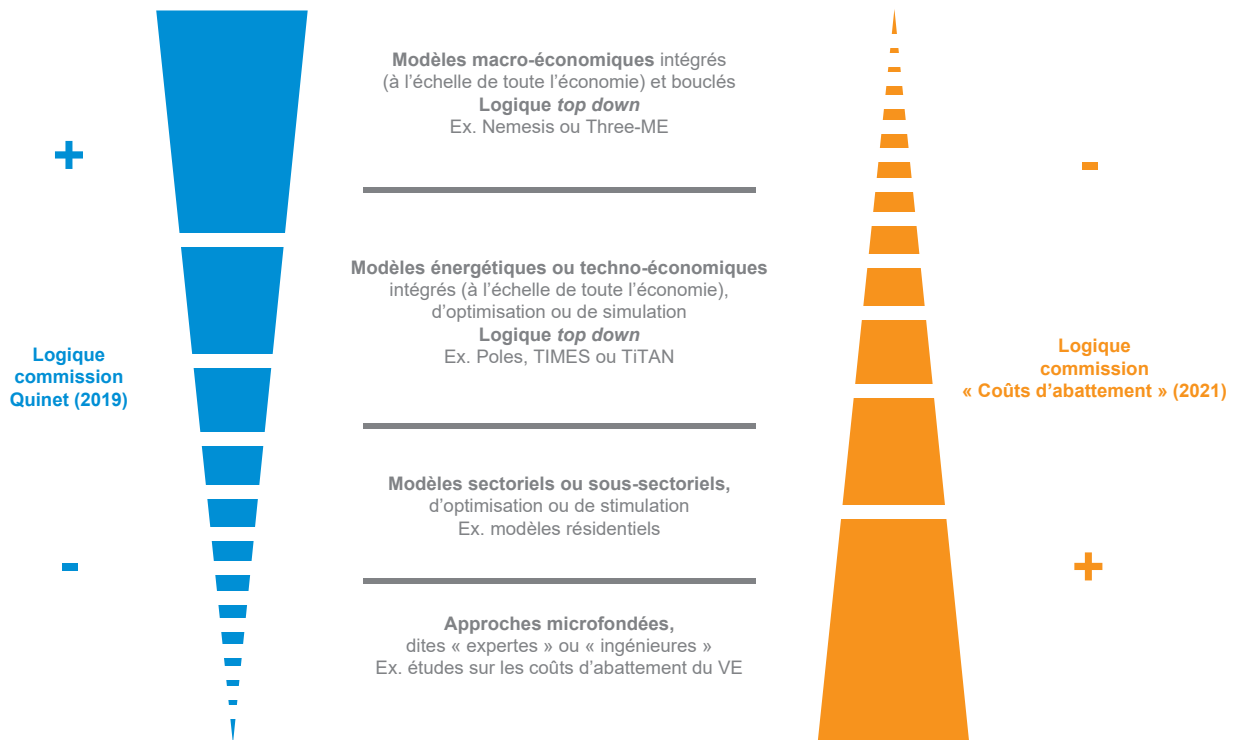
**Graphique 2 – Répartition par source des émissions de GES en France entre 1990 et 2020 (en MtCO<sub>2</sub>eq)**



Source : AEE, 2022 ; cité dans SDES (2022), *Chiffres clés du climat. France, Europe et monde*, coll. « Datalab – Climat », décembre, p. 45

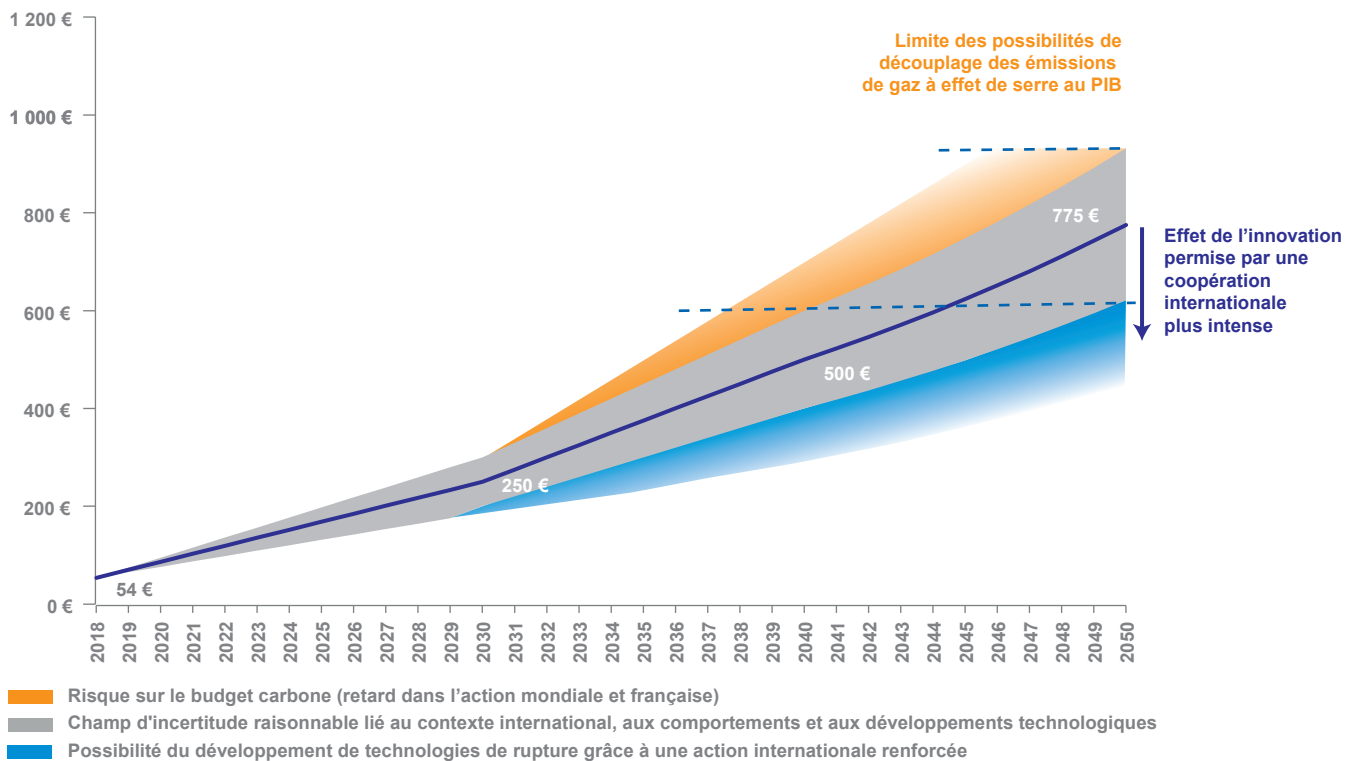
4. Giec (2019), *Rapport spécial sur les conséquences d'un réchauffement planétaire de 1,5 °C*, Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat.  
 5. Synthétisés dans Quinet A. (2019), *La valeur de l'action pour le climat...*, op. cit.

### Schéma 1 – Logiques méthodologiques inversées des travaux de la commission Quinet (2019) et de la commission sur les coûts d'abattement (2021)



Source : Criqui P. (2021), *Les coûts d'abattement. Partie 1 – Méthodologie*, rapport de la commission sur les coûts d'abattement, France Stratégie, juin, p. 21

### Graphique 3 – La valeur de l'action pour le climat



Source : Quinet A. (2019), *La valeur de l'action pour le climat. Une valeur tutélaire du carbone pour évaluer les investissements et les politiques publiques*, rapport, France Stratégie, février, p. 23



Cette VAC découle d'une démarche « signal-réponse » : à partir de représentations modélisées du système énergie-économie, on simule l'introduction d'un signal-prix pour les émissions de GES, en recherchant le niveau qui permettrait d'atteindre les objectifs retenus pour les différents horizons de temps. Ce signal-prix notionnel (*shadow price*) ne doit pas être interprété comme le résultat exclusif de l'introduction d'une fiscalité ou d'un prix des quotas carbone, mais il est proportionnel à l'intensité des politiques publiques de tous ordres (fiscalité, normes, subventions) qui doivent être mises en œuvre.

Ainsi est établie la trajectoire de référence de la VAC qui, si elle était utilisée par tous les acteurs (administrations, ménages et industriels) pour leurs décisions d'investissement ou de consommation, permettrait de déclencher les actions de réduction des émissions coût-efficaces du point de vue de la collectivité, aux différents horizons de temps.

#### Les enjeux d'une approche sectorielle ascendante (bottom up)

Le calcul des coûts d'abattement dans une perspective sectorielle *bottom up* apparaît simple *a priori* : il s'agirait d'identifier les principales options, de calculer leurs coûts et leurs potentiels de déploiement, éventuellement de les classer dans un ordre de mérite en construisant une courbe de coût marginal d'abattement<sup>6</sup>.

Mais l'approche soulève plusieurs difficultés, dont il convient de tenir compte pour bien informer les politiques publiques. Les travaux de la commission ont de fait conduit à identifier les questions et difficultés suivantes.

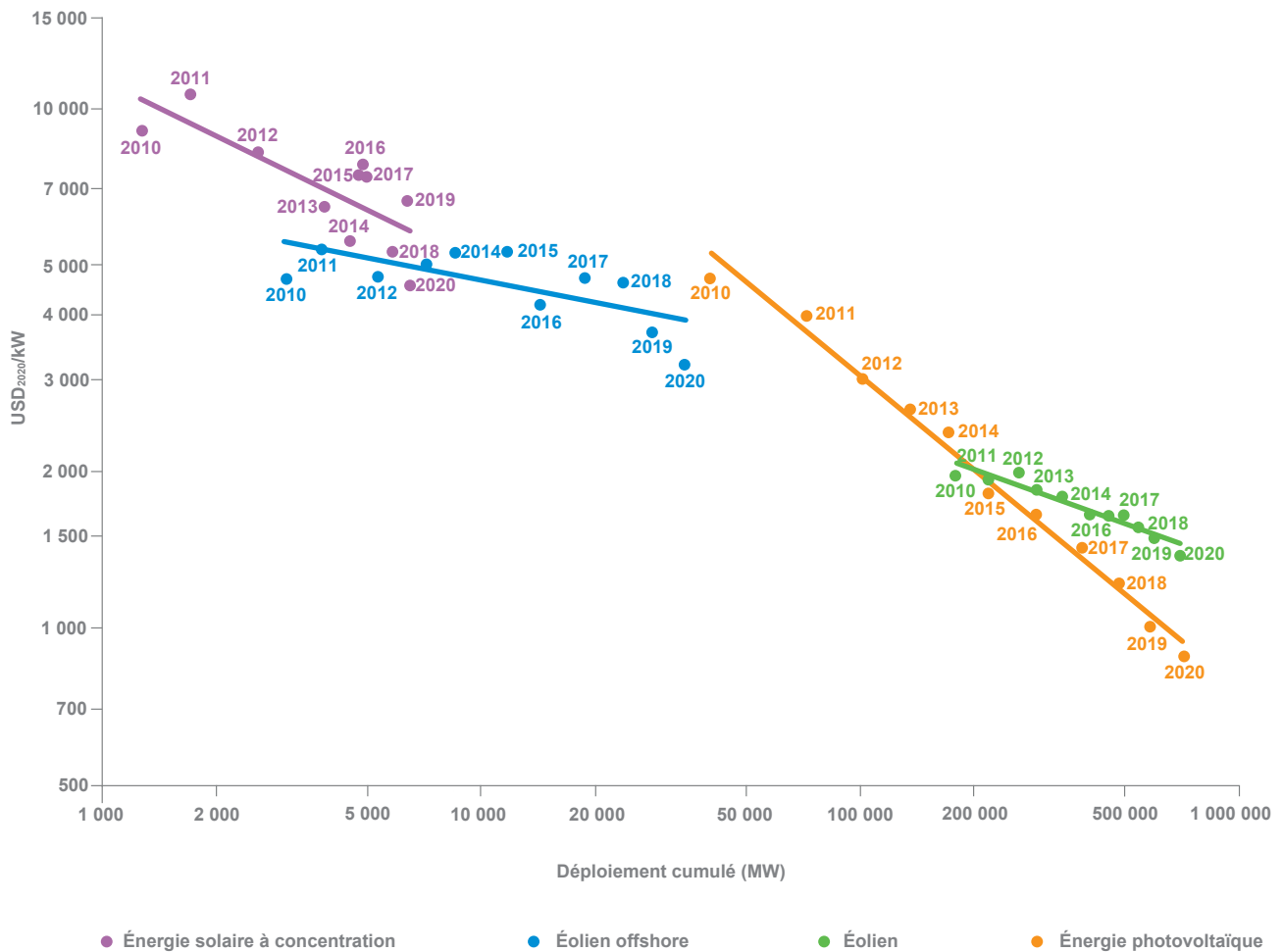
- **Le choix du référentiel.** Dans toute évaluation économique, la détermination de la situation de référence est essentielle pour le calcul des coûts ; il s'agit d'une part de situer l'évaluation dans un scénario de référence, d'autre part de caractériser la situation sans intervention, le « contrefactuel », qui permettra la comparaison des coûts et des avantages de chaque option, sans et avec l'action considérée. Selon les cas, le référentiel pourra s'appuyer sur la situation actuelle ou sur l'évolution attendue de cette situation, selon les tendances en cours.
- **Les effets système.** Il est parfois possible de construire le calcul sur la base de la comparaison de deux objets techniques isolés. Ainsi le remplacement d'un véhicule conventionnel par un véhicule électrique conduit à des coûts d'investissement et de fonctionnement différents, que l'on peut rapporter à la différence dans les

émissions. Mais si l'on s'intéresse par exemple à la décarbonation complète du système électrique avec une pénétration très importante des énergies renouvelables variables, alors il faudra prendre en compte les « coûts système » liés à la nécessité d'assurer en permanence l'adéquation offre-demande.

- **Les inerties, effets dynamiques et interdépendances.** Le classement des options par ordre de mérite répond en apparence au souci d'efficacité qui caractérise les approches économiques, *first things first*. En réalité, il est souvent nécessaire d'entreprendre des actions coûteuses afin de débloquer l'accès à des potentiels moins coûteux. Ainsi en va-t-il par exemple des investissements en infrastructures de transport, nécessaires au déclenchement des transferts modaux, ce qui conduira alors à raisonner en termes de paquets d'action et non d'actions isolées.
- **Les incertitudes technologiques.** La poursuite d'un objectif à long terme suppose une projection dans le futur des coûts des différentes actions. Il faut alors introduire dans le calcul des hypothèses sur le progrès technique et l'évolution des coûts et performances des différentes options ou technologies. Une manière de le faire est de s'appuyer sur le dire des experts (en modélisation, on parle de modèle à technologies exogènes), l'économie du changement technique relève cependant la dimension endogène du progrès technique, notamment à travers les « effets d'apprentissage » (*learning by doing*, qui peuvent être intégrés dans les modèles dits à technologie endogène), comme l'illustre le Graphique 4, page suivante, pour l'éolien et le solaire. Dans cette perspective, des investissements stratégiques publics visant à pousser le développement initial de certaines solutions (*technology-push*) peuvent à terme rendre rentable une technologie et ainsi permettre un développement tiré par le marché (*demand-pull*).
- **Les coûts et avantages externes.** Ce sont des coûts de différente nature, environnementaux, macroéconomiques ou géopolitiques, engagés par les actions de réduction des émissions. Par définition, leur quantification est difficile puisqu'ils échappent à la valorisation sur un marché (à moins que ne soit mis en œuvre un marché de quotas). La longue expérience de quantification des coûts externes qui s'est déployée en France, comme en Europe, dans différentes instances de l'administration permet de montrer que ces coûts sont dans certains cas très importants, mais aussi marqués

6. MACC (*Marginal Abatement Cost Curve*) dans les travaux internationaux.

Graphique 4 – Courbes d'apprentissage pour l'éolien et le solaire à l'horizon 2020



Ce graphique représente les « courbes d'apprentissage » pour les nouvelles technologies de l'énergie, soit la baisse du coût du kilowatt installé en fonction de l'augmentation des capacités totales installées. Il ne prend en compte ni la croissance du facteur de charge, ni les coûts système.

Source : IRENA Renewable Cost Database ; cité dans IRENA (2021), *Renewable Power Generation Costs in 2020*, juin, p. 38

de très fortes incertitudes. Ils ont été intégrés aux calculs de coût d'abattement chaque fois que cela était possible. En revanche les coûts et avantages macro-économiques ou géopolitiques, dont pour les derniers on redécouvre aujourd'hui l'importance, n'ont pas été pris en compte par défaut d'exercice d'évaluation, voire de méthodologie, adaptée à leur évaluation.

Malgré ces difficultés, l'exercice du calcul des coûts d'abattement a pu être mené à bien pour différents secteurs et horizons de temps. Les résultats constituent une base rigoureuse, avec des conclusions robustes pour l'élaboration des politiques publiques et des feuilles de route telles que la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) ou la SNBC.

La première étape des travaux a donc été l'élaboration d'une méthodologie de calcul des coûts d'abattement conforme aux principes permettant de guider la décision publique pour une action performante et coût-efficace. Compte tenu de ce qui a été noté plus haut, cette méthodologie doit prendre en considération deux dimensions essentielles : le périmètre des coûts et bénéfices considérés, et la dynamique dans le temps de la valeur des actions d'atténuation.

Sur le premier point, celui du périmètre, tous les calculs sont menés dans une perspective « socioéconomique », c'est-à-dire prenant en compte, chaque fois que cela est possible, l'ensemble des coûts et avantages du point de vue de la collectivité. Le coût d'abattement socioéconomique



ne doit pas être confondu avec le coût d'abattement auquel sont confrontés les acteurs privés (ménages ou entreprises) dans leurs décisions d'investissement.

Sur le second, celui de la valorisation diachronique de l'action, trois options sont présentées :

1. celle d'une valorisation de la tonne de carbone évoluant au taux d'actualisation, ce qui revient à valoriser autant les réductions d'émissions de tonnes de carbone, quelle que soit leur date d'occurrence (approche en « budget carbone »);

2. celle d'une valorisation s'inscrivant sur la trajectoire de la VAC de la commission Quinet (2019), qui croît à un rythme supérieur au taux d'actualisation jusqu'en 2040 ;

3. enfin, celle d'une valorisation sans anticipation, au niveau de la date de réalisation de l'investissement.

Chacune des trois perspectives apportant des informations pertinentes, la commission a décidé de conserver la possibilité d'un calcul selon ces trois formules (Encadré 2).

## Encadré 2 – Comment mesurer les coûts d'abattement<sup>7</sup> ?

### Méthode

Dès le début des travaux, la question de la méthode de calcul à retenir a été posée et il est rapidement apparu qu'il n'y avait pas une seule méthode de calcul possible. En particulier, comme il s'agit le plus souvent d'investir pour des réductions ultérieures de consommation d'énergie ou d'émission de gaz à effet de serre (GES), les calculs ont une dimension intertemporelle, qui oblige à s'interroger sur l'évolution dans le temps de la valeur des économies ainsi réalisées. La commission a identifié trois formules de calcul, toutes cohérentes.

- **Formule 1 : coût d'abattement calculé en budget carbone.** L'approche la plus canonique pour le calcul du coût d'abattement, du point de vue de la théorie économique, consiste à effectuer un calcul de coût global actualisé, sur la base d'un ratio dans lequel figurent : au numérateur l'ensemble des coûts supplémentaires (nets des avantages autres que la réduction des émissions de GES) par rapport à la situation de référence, actualisés, et au dénominateur les quantités de GES réduites. Les valeurs des quantités de GES économisées doivent également être actualisées, mais comme elles sont supposées augmenter dans le temps au taux d'actualisation (TA), la double opération, au numérateur et au dénominateur, s'avère neutre. On a alors un premier calcul, utile en particulier pour comparer deux options entre elles et minimiser le coût global de respect d'un budget carbone.
- **Formule 2 : coût d'abattement ajusté à la VAC.** Une autre approche tient compte de l'existence de la valeur de référence que constitue la valeur de l'action pour le climat (VAC), telle que définie par la commission Quinet (2019). Le calcul procède alors par comparaison des coûts et avantages actualisés de l'action mais, au déno-

mineur, les réductions d'émissions sont valorisées, à chaque horizon de temps, par la VAC correspondante. Les actions coût-efficaces du point de vue de la collectivité sont alors celles présentant une valeur actualisée nette (VAN) positive. Cette formule est utile pour vérifier la pertinence socioéconomique d'une action, dans la perspective de minimiser le coût global du respect de la trajectoire de réduction des émissions de l'actuelle Stratégie nationale bas-carbone (SNBC).

- **Formule 3 : coût d'abattement à comparer avec une VSC constante.** Enfin, un dernier mode de calcul peut être utilisé si l'on suppose qu'il n'y a pas d'anticipation de l'évolution future de la valeur sociale du carbone (VSC). Dans ce cas, seule la valeur de la réduction des émissions instantanée au moment de l'investissement est considérée. Logiquement, les coûts au numérateur, comme la valeur des quantités réduites, sont alors actualisés. La valeur du dénominateur diminuant, notamment par rapport à la formule 1, les coûts d'abattement sont plus élevés. Cette formule peut être utile pour déterminer, sous certaines hypothèses, la date optimale d'investissement. En effet, si l'on suppose l'investissement et les flux annuels de coûts et d'avantages (y compris de réduction des émissions) constants au cours du temps, alors l'égalisation du coût d'abattement issu de la formule 3 et de la VAC est équivalente à l'égalisation de la rentabilité immédiate (ratio du flux d'avantages nets annuels du projet au coût d'investissement) et du TA, qui est une condition d'optimalité de la date d'investissement<sup>8</sup>.

On le voit, différentes hypothèses sur la prise en compte de l'évolution dans le temps de la VSC conduisent à différentes formules et résultats. De manière générale les coûts en formule 3 seront plus élevés que les coûts en formule 1,

7. Pour plus de détails, voir Criqui P. (2021), *Les coûts d'abattement. Partie 1 - Méthodologie*, rapport de la commission sur les coûts d'abattement, France Stratégie, juin.  
8. Voir l'annexe 3 de Criqui P. (2023), *Les coûts d'abattement. Partie 6 - Ciment*, rapport de la commission sur les coûts d'abattement, France Stratégie, mai, 54 p.

eux-mêmes plus élevés que ceux en formule 2, car d'un cas à l'autre la VSC augmente plus ou moins rapidement. À titre d'illustration, on peut indiquer que pour un investissement sur vingt ans à réaliser en 2030 et un coût en formule 2 estimé à 100 €/tCO<sub>2</sub>, le coût sera de 123 €/tCO<sub>2</sub> en formule 1 et de 182 €/tCO<sub>2</sub> en formule 3.

### Enseignements

La principale différence entre les trois formules découle des effets de trajectoire de la valeur unitaire des réductions d'émissions. Dans le calcul « en budget carbone », il est supposé que, conformément aux enseignements de la théorie, cette valeur doit, pour l'optimisation intertemporelle de l'action, augmenter au TA. Dans le calcul « ajusté à la VAC » l'efficacité est appréciée par rapport à une trajectoire exogène, contingente à la politique poursuivie. Celle-ci est peut-être sous-optimale d'un point de vue strictement théorique, mais prend en compte les inerties dans l'évolution des systèmes techniques ou les contraintes d'acceptabilité sociale.

Aujourd'hui, le calcul « ajusté à la VAC » correspond donc à une VAC initialement faible, mais incorporant un effet de rattrapage progressif, par la forte croissance ultérieure. Une autre trajectoire, commençant avec une VAC initialement plus élevée mais augmentant au TA, accompagnée de politiques mobilisant d'autres moyens que la seule fiscalité, serait cependant concevable. Pour le futur, deux questions se posent donc : d'une part l'impact pour les coûts d'abattement d'un changement dans le TA, d'autre part le maintien ou non de la dichotomie entre TA et taux de croissance de la VAC, qui différencie aujourd'hui les formules 1 et 2.

## RÉSULTATS DES ÉVALUATIONS SECTORIELLES

### Dans les transports

Le secteur des transports est le premier secteur émetteur de GES en France. Ses émissions sont composées essentiellement des émissions du transport routier (104 MtCO<sub>2</sub> sur 109 MtCO<sub>2</sub> en 2020 ; Graphique 5 page suivante), dont 55 % pour les transports de personnes en véhicule particulier, le reste correspondant au transport en véhicule utilitaire léger ou véhicule lourd (camions et bus). Avec 38 millions de voitures immatriculées (pour 28 millions de ménages), c'est un secteur extrêmement diffus.

L'analyse économique des coûts d'abattement a essentiellement porté sur la substitution des véhicules à faible taux d'émissions (hybrides, électriques et à hydrogène) aux véhicules parti-

culiers à moteur thermique. Il en ressort qu'à court et moyen terme, le véhicule électrique urbain présente le coût d'abattement le plus faible (entre 200 et 270 €/tCO<sub>2</sub> en 2030, dans l'hypothèse favorable de baisse de coût du véhicule). Le véhicule hybride n'apparaît pas comme une option à retenir car il ne permet pas de répondre au niveau d'ambition des objectifs sectoriels à long terme. À l'horizon 2040, les coûts d'abattement sont plus faibles pour la berline électrique, entre 110 €/tCO<sub>2</sub> et 190 €/tCO<sub>2</sub> (dans l'hypothèse d'une poursuite des baisses de coût du véhicule). Toujours à cet horizon, le véhicule à hydrogène reste plus coûteux que le véhicule électrique.

Sur le premier point, le comité d'experts des méthodes d'évaluation socioéconomique a récemment recommandé une révision du TA pour les investissements publics et le passage de 4,5 %/an (taux utilisé dans tous les calculs de la commission sur les coûts d'abattement) à 3,2 %/an. Quels impacts peut-on en attendre sur les calculs menés par la commission sur les coûts d'abattement ? Dans la formule 1, les quantités de GES réduites, au dénominateur, seront inchangées puisque leur valeur augmente au rythme du TA, avant d'être actualisées (opération neutre) ; au numérateur, les économies d'OPEX récurrentes seront mieux valorisées avec un TA plus faible – dans ce cas, le calcul du coût d'abattement devrait donc aboutir à un résultat plus faible. Pour un calcul en formule 2, la trajectoire de la VAC devrait auparavant être recalculée après modification du TA dans un nouvel exercice de modélisation similaire à celui de la commission Quinet (2019).

Le second point conduit à remettre en débat l'écart entre la trajectoire de croissance de la VAC et les prescriptions de la théorie en faveur d'une croissance au TA. Compte tenu des difficultés constatées dans la mise en œuvre d'un signal-prix unique et identique à la VAC – pour les raisons d'acceptabilité sociale et d'effets de « première marche » évoquées plus haut –, il est nécessaire de toujours dissocier la VAC et le signal-prix donné par la tarification explicite ou la fiscalité du carbone. Cela suppose de mobiliser des leviers complémentaires au signal-prix, de type investissements stratégiques, normes et subventions : on aurait dans ce cas une VAC plus élevée en début de période, mais croissant ensuite au TA. Et la différence entre la formule 1 et la formule 2 disparaîtrait alors.

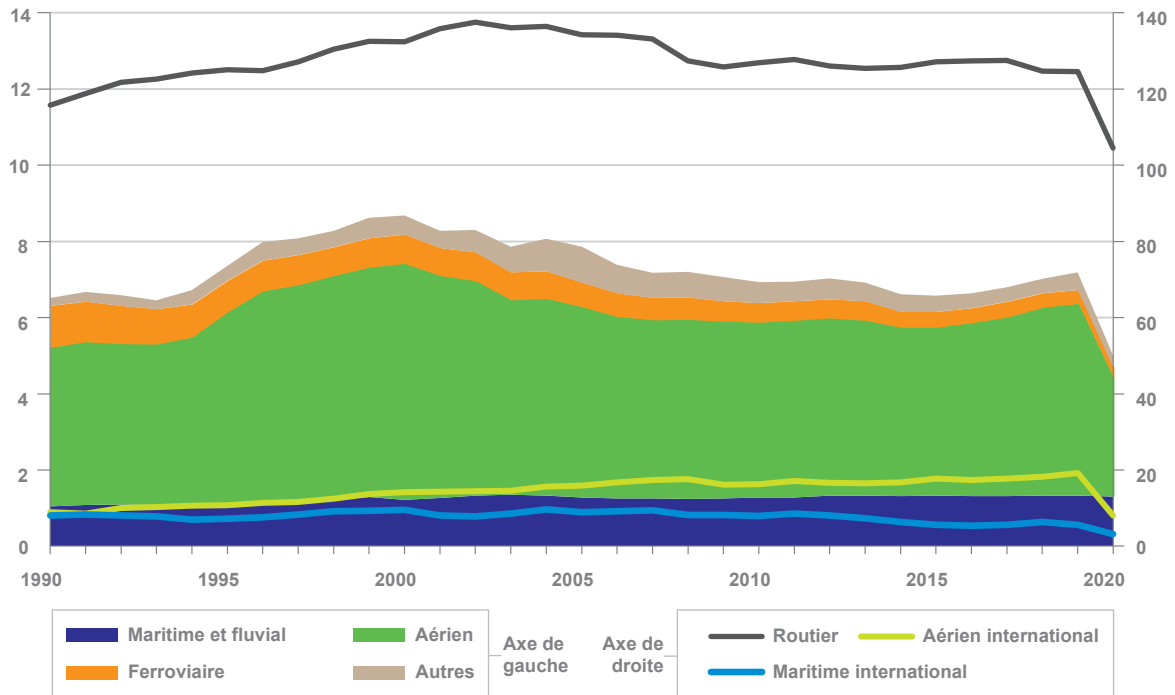
culiers à moteur thermique. Il en ressort qu'à court et moyen terme, le véhicule électrique urbain présente le coût d'abattement le plus faible (entre 200 et 270 €/tCO<sub>2</sub> en 2030, dans l'hypothèse favorable de baisse de coût du véhicule). Le véhicule hybride n'apparaît pas comme une option à retenir car il ne permet pas de répondre au niveau d'ambition des objectifs sectoriels à long terme. À l'horizon 2040, les coûts d'abattement sont plus faibles pour la berline électrique, entre 110 €/tCO<sub>2</sub> et 190 €/tCO<sub>2</sub> (dans l'hypothèse d'une poursuite des baisses de coût du véhicule). Toujours à cet horizon, le véhicule à hydrogène reste plus coûteux que le véhicule électrique.

Le coût d'abattement ajusté à la VAC des véhicules électriques est, dans tous les cas, inférieur à la valeur de référence 2030 de 250 €/tCO<sub>2</sub>. Il est donc rentable d'un point de vue socioéconomique de substituer des véhicules électriques aux véhicules thermiques. Ce diagnostic est renforcé à l'horizon 2040, lorsque la VAC s'élève à 500 €/tCO<sub>2</sub>.





**Graphique 5 – Émissions de GES des transports en France (en MtCO<sub>2</sub>eq)**



Source : AEE, 2022 ; cité dans SDES (2022), *Chiffres clés du climat...*, op. cit., p. 52

À cet horizon, le véhicule à hydrogène pourrait devenir coût-efficace si la réduction du coût du véhicule est de 40 % ou plus par rapport au coût actuel des débuts de série.

L'évaluation des biocarburants serait *a priori* très simple : il s'agit d'effectuer le ratio entre le différentiel de coût (production et coûts externes) par rapport aux carburants conventionnels et le différentiel de contenu carbone par unité énergétique. Mais cette approche est insuffisante pour tenir compte en particulier des effets de concurrence directe dans l'utilisation des terres agricoles pour la production alimentaire. De surcroît, des impacts indirects peuvent apparaître sur les surfaces forestières avec des conséquences sur la capture du carbone dans les puits naturels.

Pour les agrocarburants de première génération, les réductions d'émissions unitaires effectives par kilomètre parcouru ne sont que de 15 % à 40 %. Ces réductions sont plus élevées pour les biocarburants de deuxième génération (taillis, résidus et déchets) et atteignent 50 % à 60 %. Le développement des biocarburants sera limité par trois types de contraintes : de taux maximal d'incorporation aux carburants, d'émission de pollution locale et enfin de ressource ou de surface disponible. Même si la deuxième génération peut être coût-efficace à l'horizon 2030 sous certaines conditions, il y a tout lieu de penser que ces biocarburants seront réservés aux usages de transport dans lesquels l'électrification est pour l'heure impossible (transport aérien notamment).

Enfin, les politiques en matière de transport se doivent de considérer les substitutions intermodales, du transport routier vers le transport par rail, ou encore de l'individuel vers le collectif et les modes actifs (vélo, marche). Ici, la conduite d'une évaluation socioéconomique des coûts d'abattement se révèle particulièrement complexe car d'une part les coûts d'infrastructures sont très dépendants du contexte pour le transport par rail et, d'autre part, les coûts techniques sont le plus souvent dominés par les coûts ou avantages externes de réduction de la pollution ou des gains en matière de santé pour les modes actifs.

Dans l'analyse des coûts d'abattement associés aux transferts modaux, la prise en compte des externalités impacte fortement tout calcul socioéconomique : en ordre de grandeur, pour un véhicule thermique type, le coût d'usage est de l'ordre de 0,20 €/km, les coûts de congestion de 0,05 à 0,20 euros et les coûts de pollution d'environ 0,10 euros. Lorsque les modes actifs sont possibles, le coût généralisé doit prendre en compte le coût en temps dans des trajets plus longs, ainsi que les différences de confort, mais aussi les bénéfices en termes de santé. Ces derniers sont très significatifs, jusqu'à, dans certains cas, rendre négatif le coût d'abattement du transfert modal.

Au total, on peut considérer qu'une fois mises en œuvre les politiques favorisant les modes actifs et le transfert vers les transports collectifs, l'électrification des véhicules

apparaît comme une solution massive en termes de potentiels et coût-efficace à moyen terme, quel que soit le référentiel. Le développement des véhicules à hydrogène est aujourd'hui marqué de plus d'incertitude. Mais il ne peut être exclu, toujours à moyen terme, si les effets d'apprentissage et de production en série sont importants et permettent de baisser le coût des véhicules de manière significative.

**Dans le secteur électrique**

Le secteur électrique ne représente en France, avec 18 MtCO<sub>2</sub>eq en 2020, qu'une part limitée des émissions totales (Graphique 6). Cela s'explique notamment par la prépondérance du nucléaire dans le mix électrique français, dont le contenu carbone est faible en comparaison de presque tous les États membres de l'Union européenne (Graphique 7 page suivante). On pourrait donc *a priori* considérer qu'il ne s'agit pas d'un secteur prioritaire pour la réduction des émissions. Néanmoins, il est appelé à jouer un rôle central dans l'effort de décarbonation profonde de l'économie française, à travers l'électrification des usages, comme le montrent la SNBC de 2019 et plus encore les scénarios publiés par RTE à l'automne 2021<sup>9</sup>. Le contexte énergétique actuel accroît l'incertitude sur le rythme souhaitable de cette électrification à court et moyen terme mais ne remet pas en cause son rôle central à long terme.

La baisse des coûts des énergies renouvelables variables, éolien et solaire, conduit à anticiper une augmentation significative de leur part dans le mix électrique futur. De ce fait, l'évaluation des coûts de la décarbonation du

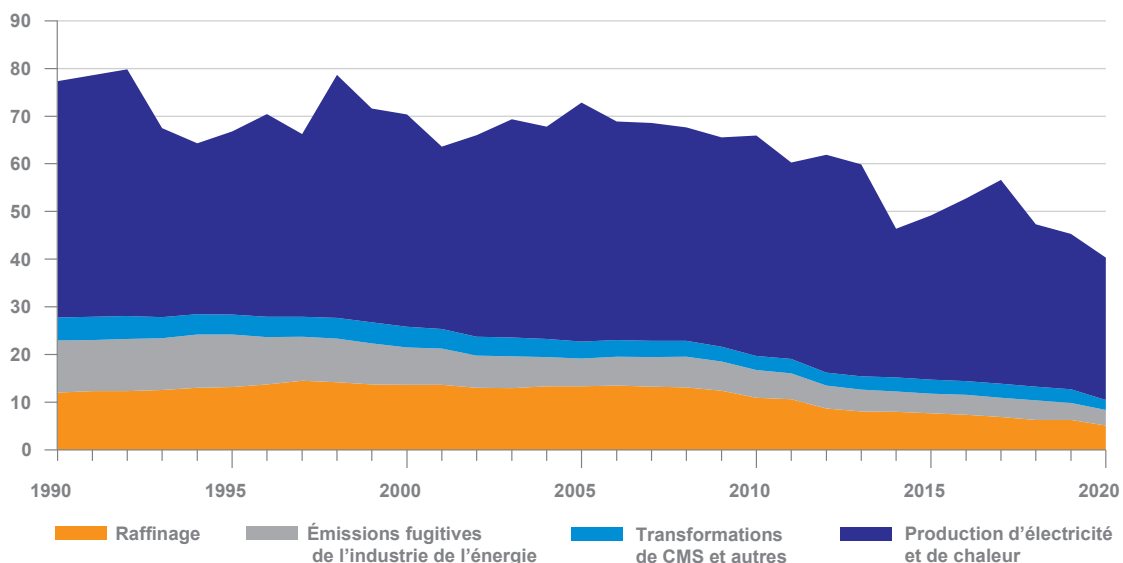
système électrique doit prendre en compte non seulement les coûts de production de chaque type de centrale (LCOE, pour *levelized cost of electricity*), mais aussi l'ensemble des « coûts système » associés.

Ceux-ci découlent de la nécessité d'équilibrer en permanence l'offre et la demande d'électricité, par la modulation de la production des unités « pilotables » et le recours aux solutions de stockage ou de flexibilisation de la demande. Ces coûts système sont habituellement regroupés en trois catégories : les coûts de modification des profils de production, les coûts d'équilibrage à court terme de l'offre et de la demande et les coûts de reconfiguration des réseaux. Une modélisation détaillée du secteur, prenant en compte l'équilibre heure par heure, est nécessaire notamment pour l'analyse précise des coûts de profil.

L'évaluation des coûts associés à la décarbonation complète du système électrique à l'horizon 2050 découle alors d'une projection du système électrique à cet horizon, dans une hypothèse de renouvellement complet des équipements (dite *greenfield*) et de la comparaison d'un scénario totalement décarboné à un scénario de référence tenant compte de l'évolution des technologies mais comportant des émissions résiduelles.

Par rapport à un mix électrique adapté, mais conservant du gaz naturel pour assurer l'équilibre du système, le coût de la décarbonation du système électrique est celui du remplacement de ce gaz fossile par du gaz biosourcé ou de l'hydrogène. Sous l'hypothèse d'un mix de référence 2050 composé de 30 % de nucléaire, 25 % d'électricité photovoltaïque, 25 % d'éolien,

**Graphique 6 – Émissions de GES de l'industrie de l'énergie en France (en MtCO<sub>2</sub>eq)**



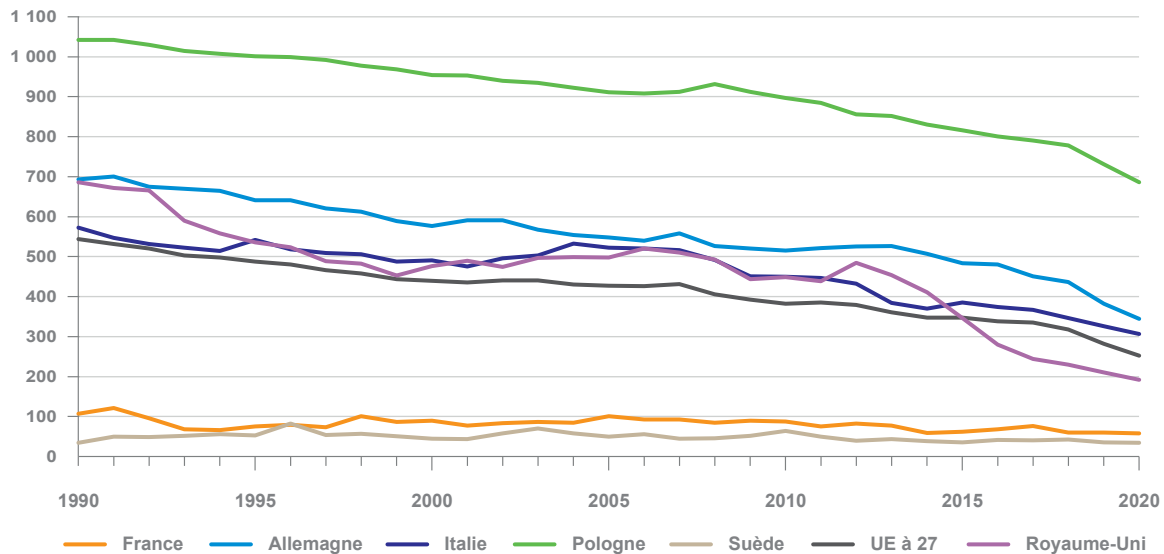
Note : la production d'électricité et de chaleur comprend l'incinération des déchets avec récupération d'énergie ; la chaleur est ici celle faisant l'objet d'une transaction.

Source : AEE, 2022 ; cité dans SDES (2022), *Chiffres clés du climat...*, op. cit., p. 50

9. RTE (2021), *Futurs énergétiques 2050. Les scénarios de mix de production à l'étude permettant d'atteindre la neutralité carbone à l'horizon 2050*, octobre.



**Graphique 7 – Émissions de CO<sub>2</sub> pour produire 1 kWh d'électricité dans l'UE (en gCO<sub>2</sub>eq)**



Note : la cogénération et l'autoproduction sont incluses. Pour la Pologne, l'autoproduction des centrales de cogénération n'est pas incluse (à cause de ruptures statistiques des séries longues).

Source : SDES, d'après AIE, 2022 ; cité dans SDES (2022), *Chiffres clés du climat...*, op. cit., p. 51

10 % d'hydraulique et 10 % de gaz naturel, ce surcoût ne représenterait qu'environ 15 % du coût total du système électrique, soit un coût par tonne de CO<sub>2</sub> évitée compris entre 350 euros et 390 euros en 2050, selon les hypothèses<sup>10</sup>.

Les principales conclusions qui peuvent être tirées des différentes simulations et variantes sont les suivantes :

- la décarbonation du secteur électrique apparaît nettement coût-efficace du point de vue de la collectivité, le coût d'abattement correspondant à la moitié de la VAC en 2050 (775 €/tCO<sub>2</sub>) ;
- dans tous les scénarios, le coût moyen de l'électricité hors coûts externes devrait augmenter dans le futur, du fait en particulier de l'effacement anticipé du nucléaire historique et de l'augmentation des coûts système, et ce malgré les réductions de coûts de production attendues pour les énergies renouvelables ;
- les résultats en termes de coût d'abattement sont peu sensibles à des changements de mix de production, avec toutefois des coûts légèrement inférieurs lorsque la part du nucléaire augmente de manière marginale ;
- en revanche, le coût d'une production additionnelle d'électricité est très supérieur (de l'ordre de 30 %) au coût moyen de production ; cela devra être pris en compte dans les stratégies d'électrification des usages, qui

induisent une augmentation de la consommation d'électricité (le profil temporel de la demande additionnelle et les marges de flexibilité associées seront alors très importants dans le calcul du coût incrémental).

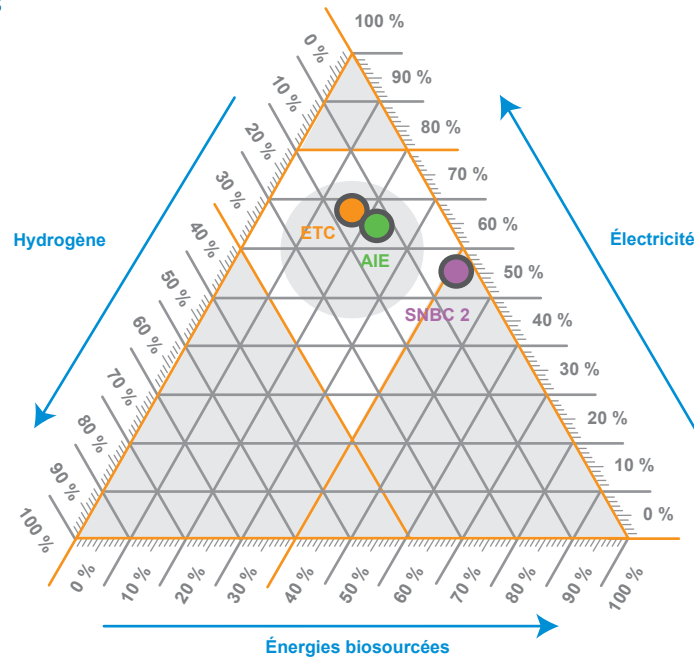
#### *Dans le secteur du développement de l'hydrogène*

L'hydrogène est aujourd'hui utilisé comme matière première de l'industrie chimique, au sein de laquelle il est produit par vaporeformage du méthane (hydrogène gris). À long terme, l'hydrogène pourrait constituer un vecteur énergétique final décarboné supplémentaire, et, dans le contexte de la montée des énergies renouvelables variables, jouer un rôle de stockage de l'électricité et d'équilibrage du système électrique.

La problématique de la réduction des émissions associées à la production d'hydrogène est alors double. D'une part la production d'hydrogène en tant que matière première, par vaporeformage du gaz naturel, aujourd'hui la plus utilisée, est une source d'émissions importante (10 MtCO<sub>2</sub>/an environ) ; d'autre part l'objectif de neutralité carbone à l'horizon 2050 bouleverse les perspectives d'évolution du système énergétique dans son ensemble. En particulier, cet objectif impose une nouvelle configuration des vecteurs énergétiques qui seront consommés dans les différents secteurs : l'électricité devrait voir sa part augmenter, probablement au-delà de 50 %, les énergies biosourcées auront aussi un rôle accru mais il n'est pas certain qu'elles

10. Les simulations ont été menées avec le modèle SimeISp, élaboré par Henri Prévot.

## Schéma 2 – Parts de l'électricité, de l'hydrogène et des énergies biosourcées dans le mix énergétique final dans différents scénarios



N.B. Dans ce diagramme chaque point représente la part de chacun des trois types de vecteur énergétique dans la consommation finale pour des scénarios SNBC 2, Energy Transition Commission et AIE. La somme des parts est égale à 100 %.

Source : commission Criqui, à partir des scénarios SNBC 2, Energy Transition Commission et AIE

puissent à elles seules assurer la totalité du complément. L'hydrogène décarboné apparaîtrait alors comme un moyen d'assurer le bouclage des vecteurs d'énergie finale décarbonés (Schéma 2).

La production d'hydrogène peut suivre des voies de différentes « couleurs », associées à des émissions de CO<sub>2</sub> très variables : de l'hydrogène gris (reformage du méthane) à l'hydrogène bleu (reformage avec capture du CO<sub>2</sub>), vert (électrolyse à partir de renouvelables) ou encore violet (électrolyse à partir de nucléaire).

La première voie à considérer pour la réduction des émissions à moyen terme est celle du passage de l'hydrogène gris à l'hydrogène bleu par capture et séquestration du carbone (CSC) associée. Les coûts de cette option à l'horizon 2030-2040 sont modérés, de l'ordre de 100 €/tCO<sub>2</sub> pour un usage spécifique et 250 €/tCO<sub>2</sub> pour un usage combustion, donc inférieurs à la VAC. Mais cette solution suppose acquise au préalable la « faisabilité sociotechnique » du stockage de CO<sub>2</sub>.

La production par électrolyse peut être conçue soit à partir d'une production électrique dédiée, soit comme faisant appel au réseau électrique (« hydrogène arc-en-ciel »). Étant donné la chaîne des rendements de conversion (environ 60 % dans le rendement électricité vers hydrogène, et de l'ordre de 25 % à 35 % en cas de retour à l'électricité), aucun moyen de production dédié d'électricité décarbo-

née ne présente en France aujourd'hui un coût suffisamment bas pour une production coût-efficace. Les coûts d'abattement à l'horizon 2030-2040 sont en effet de 350-400 €/tCO<sub>2</sub> en usage spécifique et de 600 €/tCO<sub>2</sub> en usage combustion.

En revanche, les possibilités qui seront à terme offertes par les réseaux d'une fourniture à très bas coût sur certains moments de l'année permettent d'envisager une production d'hydrogène par électrolyse à coût maîtrisé. En situation d'utilisation d'excédents électriques en France, les coûts d'abattement à l'horizon 2030-2040 baissent à 100 €/tCO<sub>2</sub> en usage spécifique et à 250 €/tCO<sub>2</sub> en usage combustion. Resituée dans le contexte de la plaque européenne, cette voie de développement se heurte cependant à la réalité selon laquelle, tant que l'ensemble du système électrique ne sera pas largement décarboné en Europe, il restera beaucoup plus efficace d'utiliser les excédents d'électricité produits en France pour éviter des productions plus carbonées dans le reste de l'Europe.

Le déploiement des options offertes par l'hydrogène dans la trajectoire vers la neutralité carbone procèdera donc progressivement, d'abord à partir des marchés « sans regret » des usages spécifiques de l'hydrogène, par exemple pour la synthèse de l'ammoniac dans la fabrication des engrais. Avant que de volumineux excédents de production électrique soient en place, l'hydrogène « bleu » apparaît mieux à même de fournir les quantités désirées. Par la suite, avec les progrès de la décarbonation des systèmes électriques et



le développement des infrastructures en Europe, on peut s'attendre à un développement plus important de l'hydrogène comme vecteur pour le stockage à long terme et l'équilibrage des systèmes électriques. Parallèlement, avec les baisses de coût dans la production des électrolyseurs en *gigafactories*, les marchés de l'hydrogène combustible pourraient s'élargir encore, notamment pour tous les secteurs de l'industrie ou des transports dits aujourd'hui *hard to abate*, comme la chimie, les transports à longue distance ou l'aviation (sous forme d'hydrogène ou d'e-carburants).

### Dans le bâtiment résidentiel

Le secteur résidentiel et tertiaire est le principal consommateur d'énergie en France, avec 44 % de la consommation totale d'énergie finale du territoire. Mais, du fait du poids élevé de l'électricité dans cette consommation, les émissions directes associées ne représentent que 17 % des émissions (Graphique 8). La SNBC de 2019 fixe pour le secteur résidentiel-tertiaire un objectif équivalent à une réduction des émissions de plus de 50 % en 2030 par rapport à 2015 et la décarbonation quasi complète à l'horizon 2050. Une étude détaillée de la réduction des émissions dans le secteur tertiaire ayant été menée par le Commissariat général au développement durable (CGDD)<sup>11</sup>, les travaux de la commission ont porté exclusivement sur les bâtiments résidentiels, dont les émissions représentent près des deux tiers de l'ensemble résidentiel-tertiaire.

Des solutions techniques permettent d'envisager dès aujourd'hui la construction de bâtiments neufs très basse énergie et zéro émission. Dans certains cas, un arbitrage peut être porté entre rénovation et destruction-reconstruction. Mais, en raison notamment des contraintes d'occupation des logements, la problématique centrale du secteur demeurera

celle de la rénovation du parc existant. Celle-ci doit s'appuyer sur un bon équilibre entre promotion de la sobriété, actions d'efficacité énergétique et recours à des vecteurs décarbonés (électricité, chaleur renouvelable et gaz biosourcé). L'évaluation des coûts se heurte à des difficultés tenant à la fois à la nature des actions (quels sont les coûts à associer aux changements de comportement ?) et à l'extrême diversité tant des conditions initiales du bâti que de la situation des acteurs impliqués. Pour surmonter ces difficultés, la méthodologie retenue s'appuie sur une modélisation détaillée du parc de logements, avec établissement d'un ordre de mérite et construction de courbes de coût marginal d'abattement, et ce pour des bouquets d'actions de rénovation permettant d'atteindre une étiquette de diagnostic de performance énergétique A, B ou C, avec ou sans décarbonation du vecteur énergétique.

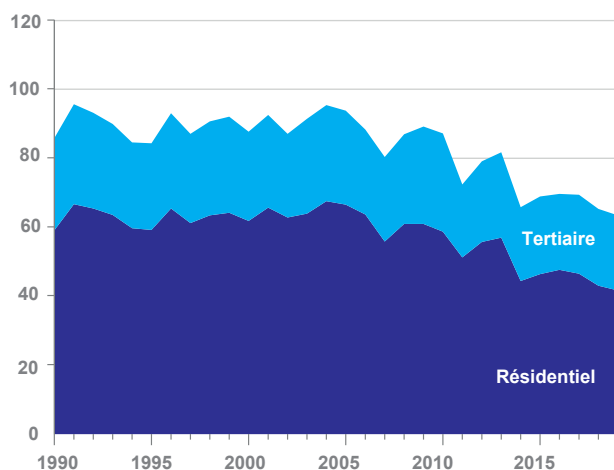
Les émissions du secteur sont relativement concentrées car 20 % des logements représentent 50 % des émissions. Environ 5 % des logements présentent des coûts d'abattement socioéconomiques nuls ou négatifs, indépendamment même de l'enjeu climatique. La rénovation des cinq millions de « passoires thermiques » s'impose en effet dès aujourd'hui, avec une priorité pour celles occupées par des ménages précaires, en raison notamment des bénéfices attendus sur la santé.

Il est intrinsèquement difficile de quantifier les effets d'une plus grande sobriété, puisque celle-ci découle de changements de comportements, qu'ils soient individuels ou « encastrés » dans des infrastructures collectives. Les scénarios les plus ambitieux estiment que ce potentiel de réduction par la sobriété représente jusqu'à 20 % à 30 % des émissions. Mais dans le même temps, les actions de rénovation peuvent parfois donner lieu à des effets rebond significatifs. L'atteinte des objectifs sectoriels nécessitera donc de pousser assez loin les deux leviers de l'efficacité et de la décarbonation des vecteurs.

Il est également difficile d'établir une hiérarchie entre les différents vecteurs d'énergie décarbonée, notamment entre l'électrification et le recours à des sources de chaleur renouvelable. Le mix optimal dépendra en effet des contraintes techniques, économiques et sociales de mobilisation des différentes ressources au plan local. Une certaine diversification des vecteurs et des sources d'énergie décarbonée constitue probablement une stratégie prudente.

D'après les simulations réalisées, l'électrification du chauffage accompagnée de rénovations vers la classe C, en moyenne sur l'ensemble du parc, réduirait significativement les coûts d'abattement en comparaison de rénovations

**Graphique 8 – Émissions de GES du résidentiel et du tertiaire en France (en MtCO<sub>2</sub>eq)**



Source : AEE, 2021 ; cité dans SDES (2022), *Chiffres clés du climat...*, op. cit., p. 56

11. Vermont B. et Domergue S. (2020), *Scénarios de rénovation énergétique des bâtiments tertiaires. Quelles solutions pour quels coûts à l'horizon 2050 ?*, document de travail, CGDD, décembre, 106 p.

correspondant au niveau « BBC Rénovation » (vers la classe B) comme le prévoit la SNBC, cela sans nécessairement compromettre le potentiel total d'abattement. En particulier, électrifier et rénover vers la classe C des logements chauffés au gaz pourrait se faire à des coûts compris entre -20 €/tCO<sub>2</sub> pour ceux de classe initiale G et 130 €/tCO<sub>2</sub> pour ceux de la classe D, contre 70 €/tCO<sub>2</sub> à 290 €/tCO<sub>2</sub> dans le cas d'une rénovation vers la classe B.

Deux incertitudes conduisent cependant à maintenir ouverte la question de la cible : la classe B ou C. La première découle de la pression qu'exercerait une réduction d'ambition de la rénovation sur la production d'électricité décarbonée ou sur la mobilisation de biomasse. La seconde incertitude porte sur les coûts et la performance effective des travaux de rénovation de l'enveloppe, notamment dans un contexte où des tensions pourraient apparaître sur le marché de la rénovation.

La comparaison des coûts d'abattement à la VAC, telle que définie par la commission Quinet (2019), justifie l'ambition d'un rythme soutenu de rénovations pour les dix années à venir, notamment l'objectif prévu dans la loi de transition énergétique d'une suppression des passoires thermiques à l'horizon 2028. Dès 2025, une rénovation très performante vers la classe B (type BBC Rénovation) avec électrification serait socioéconomiquement coût-efficace pour près de 6 millions de logements, soit la plupart des logements chauffés au fioul et des logements de classes F et G chauffés au gaz. À l'horizon 2030 et en fonction du potentiel de gaz décarboné disponible, ce sont jusqu'à 12 millions de logements (sur un parc total de 37 millions) qui pourraient être rénovés vers B.

### Dans l'industrie

L'industrie représente 20 % des émissions totales en France, dont la moitié pour les émissions énergétiques et la moitié pour les émissions de procédé, dans la transformation des matières premières.

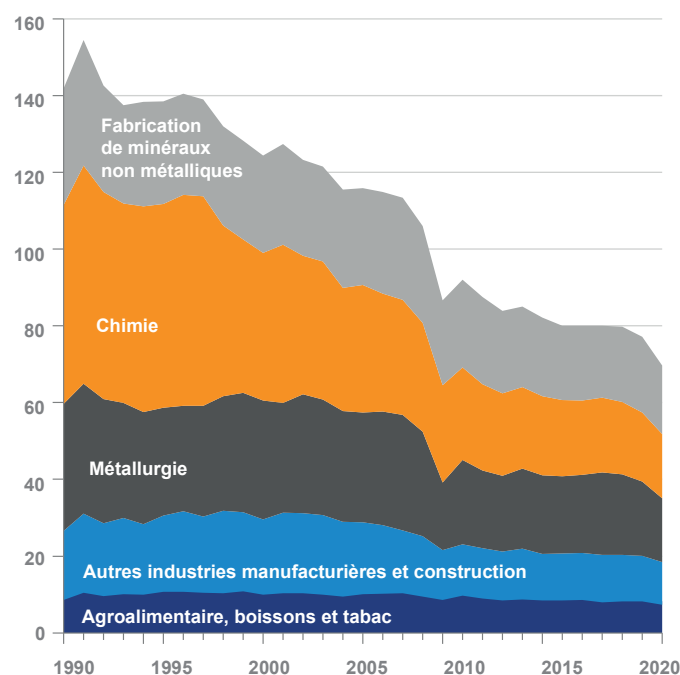
Par secteur, ces émissions se décomposent en quatre composantes d'importance comparable, représentant chacune environ 20 MtCO<sub>2</sub> en 2020 (Graphique 9) : les minéraux non métalliques (dont le ciment), la métallurgie, la chimie et les autres industries. Pour la sidérurgie et les cimenteries, les émissions associées à la transformation ou la production des matériaux de base – réduction du minerai de fer, production du clinker – représentent respectivement de l'ordre de 15 MtCO<sub>2</sub> et 10 MtCO<sub>2</sub> des émissions. Les trois quarts des émissions industrielles correspondent donc à des industries intensives en énergie, pour lesquelles les choix de procédé de production jouent un rôle essentiel.

Ces industries intensives sont extrêmement concentrées et soumises au système européen des quotas, EU-ETS : vingt sites représentent 90 % des émissions du ciment, deux sites 70 % de la métallurgie (Dunkerque et Fos) et douze sites 50 % de la chimie. L'initiative pour la décarbonation de l'industrie dans le cadre du plan « France 2030 » a identifié cinquante sites responsables de la moitié des émissions de l'industrie, donc de 10 % des émissions françaises.

Dans le cas de la sidérurgie, les technologies nouvelles de production, comme la réduction directe du minerai à l'hydrogène, sont porteuses de réductions importantes des émissions et pourraient être rapidement testées. Dans la chimie, la décarbonation pourra s'appuyer d'une part sur la mobilisation de l'hydrogène décarboné et d'autre part sur la mobilisation des produits de la biomasse. La situation est différente pour les cimenteries (Encadré 3 page suivante) qui, tout en poursuivant les efforts d'efficacité et de réduction de la quantité de clinker dans la production de ciment, devront faire appel, pour une décarbonation plus complète, à la CSC.

Des modifications des comportements et des usages (vers l'économie de la fonctionnalité ou une économie plus servicielle) devront également contribuer à la baisse des émissions liées à la consommation des produits industriels. Cependant les gisements et les coûts resteront très difficiles à estimer.

**Graphique 9 – Émissions de GES dans l'industrie manufacturière et la construction en France (en MtCO<sub>2</sub>e)**



Note : les émissions de chaque secteur incluent les émissions liées à l'utilisation d'énergie et celles liées aux procédés industriels.

Source : AEE, 2022 ; cité dans SDES (2022), *Chiffres clés du climat...*, op. cit., p. 54



### Encadré 3 – Le cas de l'industrie cimentière

*L'exemple du ciment permet d'illustrer le continuum d'actions à mettre en œuvre pour la décarbonation profonde des industries lourdes : maîtrise des besoins en ciment ; efficacité matière par réduction du taux de clinker dans le ciment ; efficacité énergétique – ou upgrading des procédés – et, dans ce cas, passage généralisé à la voie sèche ; décarbonation des combustibles dans le mix thermique avec des énergies issues de la biomasse ; enfin, capture et séquestration du carbone (CSC) issu du processus de calcination.*

*Le remplacement d'une partie du clinker par de l'argile calcinée est une solution dont le potentiel est estimé à un quart ou un tiers des émissions du secteur du ciment, mais dont le coût socioéconomique est aujourd'hui très faible – entre 0 €/tCO<sub>2</sub> et 40 €/tCO<sub>2</sub> selon les cas,*

*à comparer à la VAC définie par la commission Quinet (2019) de 136 €/tCO<sub>2</sub> en 2023.*

*En revanche la CSC apparaît comme susceptible d'être déployée à grande échelle. À l'horizon 2030, les coûts de la CSC seraient de 140 €/tCO<sub>2</sub> à 210 €/tCO<sub>2</sub>, soit inférieurs à la VAC à cet horizon (257 €/tCO<sub>2</sub>).*

*Enfin, dans les secteurs industriels diffus, la réduction des émissions devra s'appuyer sur la mise en œuvre des principes de l'économie circulaire (les 3R de réduire – réutiliser – recycler) et de l'écologie industrielle, dans le triptyque : diminution des consommations de matières, en amont et au sein même de l'industrie ; efficacité des machines et équipements ; enfin, décarbonation des vecteurs.*

## ENSEIGNEMENTS ET PERSPECTIVES

L'approche microéconomique et sectorielle des coûts d'abattement apporte aux approches globales modélisées utilisées jusqu'alors (notamment dans les commissions Quinet de 2008<sup>12</sup> et 2019) un complément de description et de compréhension, indispensable pour l'élaboration des politiques publiques. Elle permet tout d'abord, dans sa partie méthodologique, de mettre au jour et d'explicitier de nouvelles questions, relatives en particulier aux anticipations à retenir pour la valeur sociale future des actions d'abattement. Mais elle permet surtout d'identifier, dans les différents secteurs, les options les plus stratégiques et d'en apprécier le caractère coût-efficace pour les politiques à déployer sur le court et moyen terme, dans la poursuite de l'objectif de neutralité carbone en 2050.

### *Enseignements des approches sectorielles*

La conduite d'un calcul rigoureux des coûts d'abattement des émissions dans différents secteurs a tout d'abord permis d'identifier différentes formules de calcul, toutes cohérentes mais dont les composantes et paramètres dépendent du cadre retenu. Deux dimensions structurent le cadre d'analyse : le périmètre des coûts et des avantages pris en compte ; et la trajectoire temporelle à appliquer à la valeur sociale des réductions d'émissions.

Sur la première dimension, les évaluations se sont délibérément placées dans une perspective « socioéconomique », c'est-à-dire du point de vue de la collectivité. Cependant il n'a pas été possible de prendre en compte dans tous les cas l'ensemble des coûts non marchands, qu'il s'agisse des externalités environnementales, des impacts macroéco-

nomiques ou encore des coûts « géopolitiques » liés aux dépendances en énergies fossiles ou en matériaux critiques. Cela suggère que les efforts d'évaluation dans ces domaines, déjà notables, doivent être poursuivis.

Sur la seconde dimension, les éclaircissements méthodologiques apportés doivent conduire à explorer à nouveaux frais la question de la trajectoire intertemporelle d'évolution de la valeur tutélaire du carbone : faut-il privilégier la référence au « sentier » de réduction préconisé dans la feuille de route que constitue la SNBC 2 et à la VAC associée (formule 2) ; ou faut-il plutôt tenir compte des enseignements de la théorie suggérant une augmentation de la valeur tutélaire au taux d'actualisation (formule 1) ? Cela supposerait certes une révision à la hausse du niveau initial de la valeur tutélaire, mais permettrait de réconcilier le calcul du coût d'abattement « en budget carbone » avec l'approche du coût « ajusté à la VAC ». Les enjeux pratiques de cette question sont importants pour le séquençage de l'action publique, dans la mesure où une valeur tutélaire initialement plus élevée est susceptible de déclencher plus efficacement des investissements, en évitant les effets de procrastination (*waiting game*).

L'évaluation du coût d'abattement des grandes options stratégiques dans les différents secteurs permet de formuler trois conclusions générales. Premièrement, la réduction des émissions des systèmes techniques sectoriels présente bien un surcoût par rapport aux solutions sans contrainte d'émissions, et ce surcoût n'est pas négligeable. À l'horizon 2030, les coûts d'abattement sont de l'ordre de 150 €/tCO<sub>2</sub> à 250 €/tCO<sub>2</sub> pour les principales options dans les secteurs de consommation finale de l'énergie ou pour la décarbonation

12. Quinet A. (2008), *La valeur tutélaire du carbone*, Centre d'analyse stratégique, coll. « Rapports et documents », juin, 110 p.

de l'hydrogène. Deuxièmement, ces coûts sont compatibles avec la trajectoire de la VAC en vigueur aujourd'hui, qui s'élève à 250 €/tCO<sub>2</sub> en 2030. Cela signifie que la mise en œuvre des options étudiées, bien qu'elle soit coûteuse, est souhaitable du point de vue de la collectivité. Troisièmement, sur un horizon de temps plus long, il faut anticiper des dynamiques complexes pour les coûts des solutions décarbonées, avec d'une part des impacts à la baisse des effets de série dans la production des composants et des effets d'apprentissage et d'innovation endogène, et d'autre part des effets à la hausse en raison du passage progressif à des potentiels moins favorables (bâtiment, énergies renouvelables).

Sur le plus long terme, la VAC continuera à augmenter (à 500 €/tCO<sub>2</sub> puis 775 €/tCO<sub>2</sub>, en 2040 et 2050) et le bénéfice total pour la société des actions de réduction des émissions s'en trouvera ainsi renforcé.

### Limites et perspectives

Dans l'identification des frontières des connaissances pour l'évaluation des coûts futurs, une dimension s'impose aujourd'hui plus que jamais. C'est celle de l'incertitude radicale à laquelle nous confronte l'objectif extraordinairement ambitieux que constitue la neutralité carbone. Pour certains, cette incertitude radicale doit conduire à enrichir les méthodes d'évaluation traditionnelles, notamment l'analyse coût-avantages. Des méthodes nouvelles, s'appuyant par exemple sur des analyses « risques-opportunités » qui mettent en regard les incertitudes et risques d'échec d'une option avec l'espérance des bénéfices potentiels de cette option, pourraient être mobilisées à cette fin.

Sans que soit remis en cause l'intérêt de l'analyse coût-avantages, un élargissement des perspectives, prenant en compte à la fois le progrès technique endogène et des hypothèses quant aux innovations de rupture, sera sans doute nécessaire à l'avenir. Cela d'autant plus que l'objectif

de neutralité carbone à l'horizon 2050 impose une vision de transformation systémique. Cet objectif doit aussi conduire à compléter la démarche d'évaluation en projection (*forecasting*), qui enchaîne, en séquence, court, moyen et long terme, par une démarche en rétroprojection (*backcasting*) partant des futurs désirables et remontant vers les décisions et les choix à opérer aujourd'hui.

Dans une certaine mesure, l'étude menée par la commission sur les coûts d'abattement pour le secteur électrique a permis une évaluation des coûts à partir d'une image du secteur électrique en 2050. Mais l'approche n'a pas été généralisée dans une perspective plus globale. Les travaux actuellement menés par le CGDD pour le développement du modèle TiTAN<sup>13</sup> pourraient à terme permettre de dépasser les limites des courbes de coût marginal de réduction et autoriser une vision globale intégrée. Pour l'heure, le choix assumé de la commission fut de mettre l'accent sur les déterminants structurels des coûts d'abattement, secteur par secteur, afin d'éclairer au mieux les décisions publiques à court et moyen terme.

Dans cette perspective de l'élaboration des politiques publiques, un dernier sujet n'a à ce stade pas été abordé. Il s'agit de l'importance du décalage entre les critères appliqués dans l'évaluation socioéconomique publique et ceux utilisés par les différents acteurs décentralisés, ceux qui prennent en dernière instance les décisions d'investissement. Il est ainsi connu que les décisions des ménages ou des entreprises en matière d'efficacité énergétique ne sont souvent déclenchées que lorsque le temps de retour de l'investissement est de l'ordre de trois à cinq ans. Ce qui correspond à des taux d'actualisation implicites de respectivement 30 %/an et 20 %/an. On mesure ici l'écart entre critères privés et critères publics lorsque les taux d'actualisation publics sont de 4,5 %, *a fortiori* 3,2 % par an, ainsi que l'importance de définir des politiques visant à faire converger décisions privées et intérêt collectif.

13. Commissariat général au développement durable (2022), « TiTAN. Renforcer l'analyse économique pour réussir la transition climatique », février, 8 p.



Directeur de la publication : Gilles de Margerie, commissaire général ;  
directeur de la rédaction : Cédric Audenis, commissaire général adjoint ;  
Secrétariat de rédaction : Gladys Caré, Valérie Senné ;  
dépôt légal : mai 2023 - N° ISSN 2556-6059 ;

contact presse : Matthias Le Fur,  
directeur du service Édition-Communication-Événements,  
01 42 75 61 37, matthias.lefur@strategie.gouv.fr

**RETROUVEZ LES DERNIÈRES ACTUALITÉS DE FRANCE STRATÉGIE SUR :**



Institution autonome placée auprès de la Première ministre, France Stratégie contribue à l'action publique par ses analyses et ses propositions. Elle anime le débat public et éclaire les choix collectifs sur les enjeux sociaux, économiques et environnementaux. Elle produit également des évaluations de politiques publiques à la demande du gouvernement. Les résultats de ses travaux s'adressent aux pouvoirs publics, à la société civile et aux citoyens