

L'évaluation des coûts d'abattement des émissions en France

Patrick Criqui

@ 41465

Mots-clés : neutralité carbone, coûts d'abattement, gaz à effet de serre, émissions de CO₂, stratégie nationale bas carbone

L'évaluation des coûts d'abattement constitue une étape dans l'élaboration des stratégies de réduction des émissions économiquement efficaces. Dans le prolongement des travaux menés pour le calcul de Valeur de l'Action Climatique, France Stratégie a entrepris un ensemble de travaux portant d'une part sur la méthodologie de calcul des coûts d'abattement, d'autre part sur l'évaluation de ces coûts dans les grands secteurs d'activité. Ces études sectorielles permettent d'identifier les grandes options techniques de réduction des émissions, de calculer leur coût et d'identifier les horizons de temps auxquels elles deviennent coût-efficaces, par comparaison avec la Valeur de l'Action Climatique.

Cet article s'appuie sur les travaux menés au sein d'un groupe de travail créé par France Stratégie pour l'évaluation des coûts d'abattement des émissions de gaz à effet de serre. Ce groupe de travail a entrepris un double travail avec, d'une part une dimension méthodologique, et d'autre part une série d'études sectorielles [France Stratégie, 2023].

1. Assurer l'efficacité des actions pour la neutralité carbone

Suite à l'Accord de Paris en 2015 et au rapport 1,5 °C du GIEC, la neutralité carbone est devenue le nouveau point focal pour 2050 de la politique climatique française et européenne. Bien que le concept de neutralité carbone, ou « zéro émission nette », ait été un temps discuté, ce nouvel objectif s'est avéré plus ambitieux que le précédent, celui du « Facteur 4 » qui avait été inscrit dans la loi dès 2005 : en ordre de grandeur, il s'agit maintenant de diviser les émissions par 6.

Une première exploration des conditions de l'atteinte de cet objectif a été menée pour France Stratégie dans les travaux de la Commission Quinet 2 en 2018-2019. Cette commission avait pour objectif d'identifier la trajectoire de la Valeur de l'Action Climatique (VAC) soit une valeur de référence pour la réduction des émissions devant conduire la France à la neutralité carbone en 2050¹. Cela pour la trajectoire tracée par la stratégie nationale bas carbone (SNBC). Pour ce faire, plusieurs modèles énergétiques ou énergie-économie ont été mobilisés.

Les résultats, synthétisés dans le rapport « La valeur de l'action pour le climat » [France Stratégie, 2019], sont riches en enseignements. Ils s'appuient sur un scénario d'encadrement international et sur une prise en compte de l'évolution des technologies et du contexte institutionnel pour calculer la VAC : celle-ci s'établit à 250 €/tCO₂ en 2030, 500 €/tCO₂ en 2040 et enfin 775 €/tCO₂ en 2050 (en euros de 2018).

L'évaluation des coûts d'abattement des émissions en France

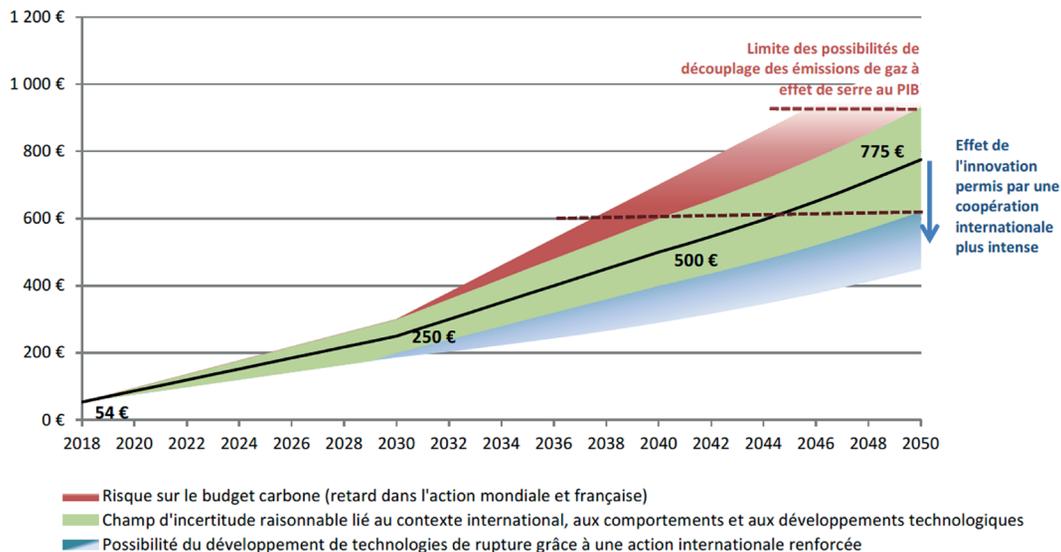


Figure 1. La valeur de l'action pour le climat

Source : Commission Quinet 2, 2019

Ainsi était établie une trajectoire de référence qui, si elle était utilisée par les différents acteurs, permettrait d'identifier les actions de réduction des émissions coût-efficaces, du point de vue de la collectivité et pour différents horizons de temps. Dans une perspective d'efficacité statique à chaque horizon de temps considéré, l'application de cette trajectoire de référence assurerait en effet que l'action de réduction est menée de manière équilibrée entre les différents secteurs, sans imposer d'efforts excessifs ou au contraire insuffisants.

La valeur globale de la Commission Quinet, construite dans une logique «*top down*» à partir de modèles complexes, n'a pas épuisé cependant 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) [France Stratégie, 2023] a reçu, en septembre 2019, la mission d'identifier les principales options stratégiques, secteur par secteur, et d'en mesurer les coûts. Ses travaux, de nature plus microéconomique (ou *bottom-up*),

constituent donc un complément utile à ceux de la Commission Quinet.

2. Comment mesurer les coûts d'abattement : options méthodologiques

Dès le début des travaux s'est posée la question de la méthode de calcul à retenir et il est rapidement apparu qu'il n'y avait pas une seule méthode possible. En particulier la nature intertemporelle des calculs, puisqu'il s'agit souvent d'investir pour des réductions futures de consommations d'énergie ou d'émissions de GES, oblige à se poser la question de la prise en compte de l'évolution dans le temps des économies ainsi réalisées. La commission a identifié trois modalités de calcul possibles, toutes cohérentes.

Formule 1, le « coût d'abattement en budget carbone »

L'approche la plus canonique du coût d'abattement, du point de vue de la théorie économique, consiste à effectuer un calcul de coût global actualisé avec un ratio dans lequel figurent

au numérateur l'ensemble des coûts supplémentaires par rapport à une situation de référence, actualisés, et au numérateur les quantités de CO₂ réduites ; ces quantités doivent également être actualisées, mais comme leur valeur augmente dans le temps au taux d'actualisation, la double opération s'avère neutre. Cette approche correspond bien à la gestion optimale d'un budget carbone et elle est par ailleurs utile pour calculer un coût d'abattement intrinsèque comparant deux options.

Formule 2, le « coût d'abattement ajusté à la VAC »

Cependant, une autre approche rend compte de l'existence de la valeur de référence que constitue la VAC. Le calcul procède alors par une comparaison des coûts et avantages actualisés de l'action, les réductions d'émissions étant alors 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 apprécier la pertinence de l'action, dans le contexte donné de la SNBC.

Formule 3, le « coût d'abattement à valeur sociale du carbone constante »

Un dernier mode de calcul peut être utilisé lorsque l'on suppose qu'il n'y a pas d'anticipation de l'évolution future de la valeur sociale du carbone. Dans ce cas, seule la valeur de la réduction des émissions au moment de l'investissement est considérée. Logiquement, les coûts au numérateur comme les 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 s'éloigne du calcul socio-économique en économie publique, mais peut représenter les modalités de calcul d'acteurs décentralisés « myopes » ou sans anticipation des prix futurs.

On le voit, différentes hypothèses sur l'évolution intertemporelle de la valeur sociale des réductions d'émission conduisent à différentes

formules et résultats. De manière générale, les coûts en Formule 3 seront plus élevés que les coûts en Formule 1, eux-mêmes plus élevés que ceux en Formule 2, car d'une formule à l'autre la valeur sociale des réductions augmente plus rapidement. À titre d'illustration, on peut indiquer que pour un investissement sur 20 ans à réaliser en 2030 et un coût en Formule 2 estimé à 100 €/tCO₂, le coût en Formule 1 sera de 123 €/tCO₂ et en Formule 3 de 182 €/tCO₂.

3. Panorama des émissions en France, par grand secteur

Une fois ce cadre analytique établi par la Commission et son groupe d'experts, une série de réunions plénières a permis d'auditionner des experts sectoriels, afin d'identifier les principaux secteurs et les grandes options de réduction des émissions à évaluer en priorité. Ont ainsi été mises en évidence, dans un premier examen, les principales problématiques et les spécificités à prendre en compte dans chaque secteur.

1. Le secteur des transports représentait en 2020, avec 109 MtCO₂e (sur 393 MtCO₂e, hors UTCATF – utilisation des terres, changement d'affectation des terres et foresterie), le premier secteur émetteur en France. À noter que c'est le secteur qui a le plus contribué à la réduction des émissions totales de 2019 à 2020, émissions totales qui sont passées du fait de la crise de la Covid-19 de 445 à 393 MtCO₂e. C'est un secteur hétérogène (transports de personnes et transports de marchandises, diversité des modes), extrêmement fragmenté et d'émissions diffuses. Mais c'est aussi un secteur dans lequel coexistent des solutions techniques, en particulier l'électrification des véhicules, et des solutions infrastructurelles pour les transports collectifs, ou comportementales avec le développement des « modes doux ».

2. Le deuxième secteur par ordre d'importance est celui des bâtiments, résidentiels et tertiaires (60 MtCO₂e). Ici les problématiques sont différentes en raison de l'extrême hétérogénéité des parcs (individuel et collectif, tertiaire, normes thermiques en vigueur lors de la construction) et de l'inertie dans leur renouvellement, des

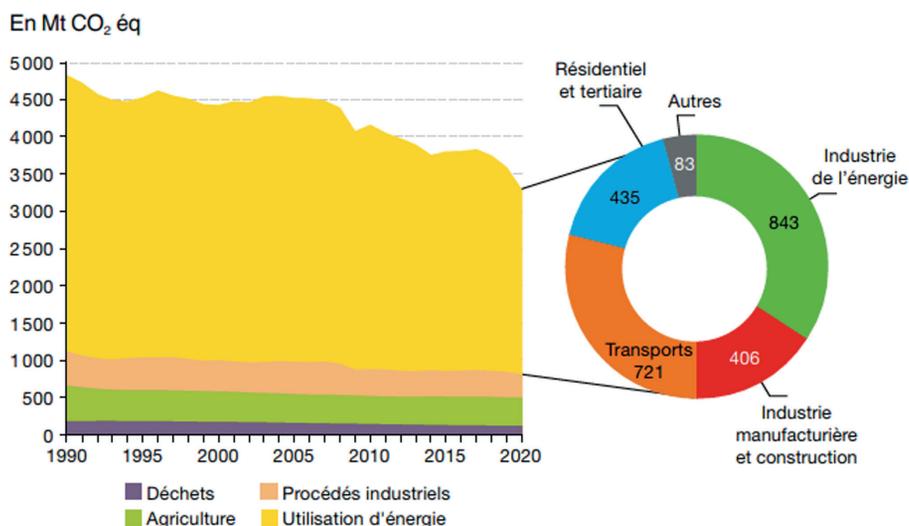
L'évaluation des coûts d'abattement des émissions en France

performances très différenciées dans le neuf et dans l'existant, de la très grande hétérogénéité également pour l'offre de solutions de rénovation thermique des bâtiments existants.

3. Le secteur de l'industrie est le troisième secteur émetteur pour les émissions de l'énergie avec 42 MtCO₂e, mais il passerait au deuxième rang avec la prise en compte des émissions de procédé représentant également 40 MtCO₂e, essentiellement dans les cimenteries, la sidérurgie et la chimie. Il peut être décomposé en deux grands potentiels. Celui des industries grosses consommatrices d'énergie (sidérurgie, ciment, aluminium, verre, chimie de base...), soumises au marché européen des quotas, et qui représente, avec 753 établissements industriels sur plus de 20000, 73 % des émissions du secteur. Ces établissements doivent le plus souvent faire appel à des technologies spécifiques au produit ou au procédé. Pour le reste des établissements et des émissions, les problématiques sont centrées sur la recherche d'une bonne combinaison efficacité énergétique-décarbonation des vecteurs consommés, dans une approche d'économie circulaire.

4. Le secteur électrique représente environ la moitié des émissions du secteur énergétique, qui compte par ailleurs le système du raffinage (40 MtCO₂e pour l'ensemble du système énergétique). Le secteur électrique est en France très peu intensif en émissions, en comparaison de la plupart des autres pays européens. Mais c'est un secteur stratégique car il sera porteur, à travers l'électrification des usages, de la décarbonation profonde d'une large part des vecteurs énergétiques finals. La problématique principale est ici, pour le long terme, celle de l'évaluation des coûts d'abattement pour différentes combinaisons systémiques de moyens de production décarbonés pilotables (nucléaire, hydraulique, gaz renouvelable) et non pilotables ou variables (éolien, solaire).

5. Une activité n'apparaît pas aujourd'hui en tant que telle dans les secteurs émetteurs car elle est intégrée dans l'industrie chimique : il s'agit de la production d'hydrogène actuellement basée essentiellement sur le vapocraquage du gaz naturel et à ce titre émettrice de GES. Cette activité peut être décarbonée, notamment par le recours au captage et au stockage du CO₂. Mais la



Source : AEE, 2022

Figure 2. Répartition par source des émissions de GES en France entre 1990 et 2020

Source : SDES 2022, Les chiffres clés du climat, décembre 2022

perspective de la neutralité carbone conduit aussi à poser la question de l'hydrogène, décarboné, dans une perspective plus large, celle de l'identification de vecteurs énergétiques décarbonés complémentaires à l'électricité et aux bioénergies. C'est en particulier ce qui explique la prise en compte de cette question dans les plans de relance en France et en Europe.

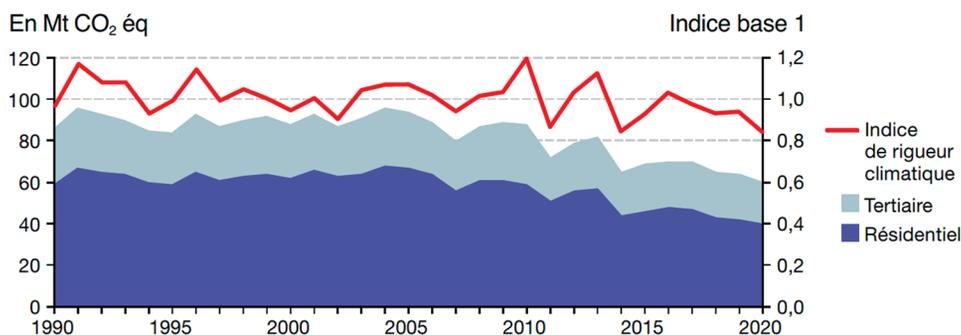
6. Enfin, le secteur de l'agriculture, pour l'alimentation et les biocarburants, est aujourd'hui responsable de l'émission de 70 MtCO₂e, essentiellement à travers l'usage des engrais azotés et l'élevage. C'est un secteur dans lequel les contraintes pesant à la fois sur la demande, les technologies de production et les ressources en sol cultivable sont fortes. La Commission n'a pas entrepris de travaux spécifiques sur ce sujet, renvoyant pour l'heure aux études déjà existantes.

4. Calcul des coûts d'abattement dans les différents secteurs

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 ce n'est que le troisième secteur en matière d'émission (17 %), en raison du poids élevé de l'électricité dans cette consommation. La stratégie nationale bas carbone de 2019 fixe néanmoins pour le secteur résidentiel-tertiaire un objectif ambitieux pour 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 CGDD, les travaux de la Commission ont porté exclusivement sur les bâtiments résidentiels, dont les émissions représentent près des deux tiers de l'ensemble.

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



Note : l'indice de rigueur climatique est le rapport entre un indicateur de climat observé et un indicateur de climat de référence. Plus il est élevé, plus l'hiver est froid.
Sources : AEE, 2022 ; SDES, d'après Météo-France

Figure 3. Émissions de GES du résidentiel et du tertiaire en France

Source : SDES 2022, Les chiffres clés du climat, décembre 2022

du secteur demeurera celle de la réduction des émissions du parc existant, soit 37 millions de logements aujourd'hui. Une question centrale est celle de la recherche du bon équilibre économique entre les options de sobriété, d'efficacité énergétique et de décarbonation des vecteurs énergétiques consommés (électricité, chaleur renouvelable, gaz biosourcé).

L'évaluation des coûts se heurte d'abord à des difficultés tenant à la nature de certaines actions et en particulier à la difficulté d'associer un coût aux changements de comportements, tels que ceux impliqués par une plus grande sobriété. Faut-il considérer que ces options sont sans coût ou au contraire faire l'hypothèse que, s'ils ne sont pas spontanés, c'est bien qu'il y a un coût et alors comment le mesurer?

La difficulté tient aussi à l'extrême diversité, tant dans les conditions initiales du bâti que dans la situation des acteurs impliqués. Pour surmonter ces difficultés, la méthodologie retenue s'est appuyée sur une modélisation détaillée de l'ensemble du parc de logements, avec établissement d'un ordre de mérite et construction de courbes de coût marginal d'abattement. Dans l'exercice de modélisation sont comparés plusieurs bouquets d'actions de rénovation. Elles se distinguent par l'ambition retenue pour les changements d'étiquette de diagnostic de performance énergétique (passage à A, B ou C dans la nomenclature du diagnostic de performance énergétique) et par les hypothèses retenues pour la 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 socio-économiques 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. Les scénarios les plus ambitieux estiment que ce potentiel de réduction par la sobriété représente jusqu'à 20 % à 30 % des émissions. Mais les actions de rénovation, relevant de l'efficacité, peuvent parfois donner lieu à des effets-rebond significatifs, à rebours des effets de sobriété. Il conviendrait de les prendre en compte. 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.

La modélisation des différentes hypothèses montre que l'électrification du chauffage accompagnée de rénovations vers C, en moyenne sur l'ensemble du parc, réduirait significativement les coûts d'abattement en comparaison de rénovations correspondant au niveau BBC-rénovation (vers B) comme le prévoit la SNBC, cela sans nécessairement compromettre le potentiel total d'abattement. En particulier, électrifier et rénover vers C des logements chauffés au gaz pourrait se faire à des coûts compris entre -20 €/tCO₂ pour les classes initiales G et 130 €/tCO₂ pour les classes D, contre 70 €/tCO₂ à 290 €/tCO₂ dans le cas d'une rénovation vers B.

Mais deux incertitudes conduisent à maintenir ouverte la question de la cible, C ou B? 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. Ce sont donc deux contraintes d'offre, d'une part

d'énergie décarbonée, d'autre part de rénovation de qualité, dont il reste impossible aujourd'hui d'apprécier l'intensité relative.

Dans tous les cas, la comparaison des coûts d'abattement à la VAC, de la Commission Quinet, 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 B (type BBC rénovation) avec électrification serait socio-économiquement coût-efficace pour près de 6 millions de logements, soit la plupart des logements chauffés au fioul et des logements 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 qui pourraient être rénovés vers B.

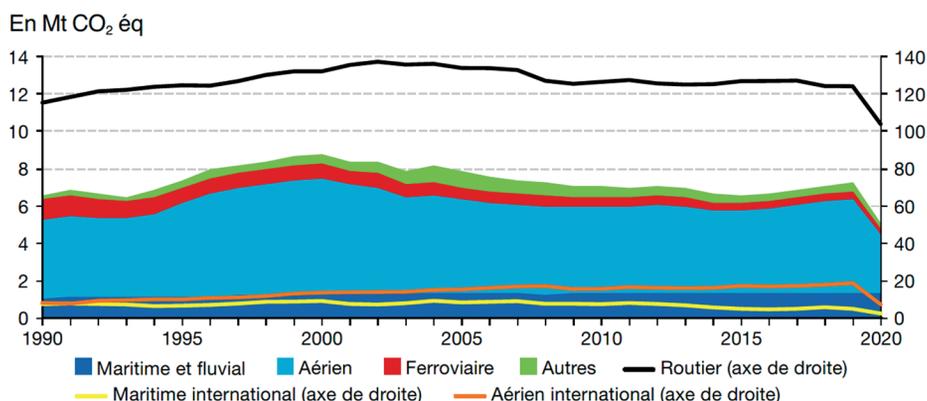
Le secteur des transports

Les émissions du secteur des transports sont composées essentiellement des émissions du transport routier (100 MtCO₂e), dont 52 % pour les transports de personnes en véhicule particulier, le reste correspondant au transport en véhicule lourd (camions et bus) ou véhicule utilitaire léger. Avec 39 millions de voitures immatriculées

(pour 28 millions de ménages), c'est un secteur extraordinairement diffus.

L'analyse économique des coûts d'abattement a essentiellement porté sur la substitution des véhicules à faible émission (électriques et à hydrogène) aux véhicules particuliers à moteur thermique. Sept paramètres caractéristiques ont été retenus pour calculer le coût généralisé du coût d'achat de différents types de véhicule jusqu'aux impacts en termes de fiscalité, en passant évidemment par le coût de l'énergie motrice. Les hypothèses sur ces différents paramètres expliquent que les coûts se situent souvent dans une fourchette assez large.

Une première évaluation est menée en utilisant la Formule 1, c'est-à-dire le «coût d'abattement en budget carbone» par comparaison avec un véhicule thermique. Il en ressort qu'à court et moyen terme le véhicule électrique urbain présente le coût d'abattement le plus faible (200-270 €/tCO₂ en 2030, dans l'hypothèse favorable de baisse de coût du véhicule). À plus long terme, les potentiels de baisse sont plus importants pour la berline électrique, avec un coût compris entre 110 et 190 €/tCO₂ en 2040 (dans l'hypothèse de coût du véhicule favorable). À cet horizon, le véhicule



Note : les émissions des transports internationaux maritimes et aériens sont exclues des totaux présentés en p. 46.
Source : AEE, 2022

Figure 4. Émissions de GES des transports en France

Source : SDES 2022, Les chiffres clés du climat, décembre 2022

à hydrogène est toujours plus coûteux que le véhicule électrique.

Une deuxième évaluation replace le coût d'abattement dans la perspective de la SNBC avec le calcul du «coût d'abattement ajusté à la VAC». À l'horizon 2030, la VAC s'élève à 250 €/tCO₂ et tous les véhicules électriques présentent à cet horizon un coût d'abattement inférieur, ce qui garantit que la VAN de l'opération de substitution est positive. Ce diagnostic est renforcé à l'horizon 2040, alors que la VAC s'élève à 500 €/tCO₂. À cet horizon, le véhicule à hydrogène peut 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 en apparence 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 notamment des effets de compétition avec la production alimentaire comme des impacts en termes d'affectation des terres et de leurs conséquences pour le captage du carbone : pour les agrocarburants de première génération, les baisses d'émission effectives ne sont que de 15 à 40 %, elles sont toutefois de 50 à 60 % pour les biocarburants de deuxième génération (taillis, résidus et déchets).

Le développement des biocarburants sera donc limité par trois types de contraintes : d'incorporation aux carburants, de pollution locale et enfin de ressource ou de surface disponible. Même si la deuxième génération peut être coût-efficace à 2030 sous certaines conditions, il y a tout lieu de penser qu'ils 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 doux. Les coûts économiques sont profondément impactés par la prise en compte

des coûts et avantages externes associés aux différents modes de transport. Il s'agit en particulier des coûts du temps, de la pollution atmosphérique ou des gains en matière de santé pour les modes doux (vélo et marche). Ces éléments sont abordés dans l'étude sur les transports, mais des études plus précises devraient être menées au cas par cas.

Au total, on peut considérer qu'une fois mises en œuvre les politiques favorisant les transports collectifs et le développement des modes doux, l'électrification des véhicules apparaît 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'incertitudes. 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 les coûts des véhicules et du vecteur énergétique de manière significative.

Le secteur industriel

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

Par secteur, ces émissions se décomposent en quatre composantes d'importance comparable, représentant chacune environ 20 MtCO₂ : 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 des matériaux de base — réduction du minerai de fer, production du clinker — représentent respectivement de l'ordre de 15 et 10 MtCO₂ 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

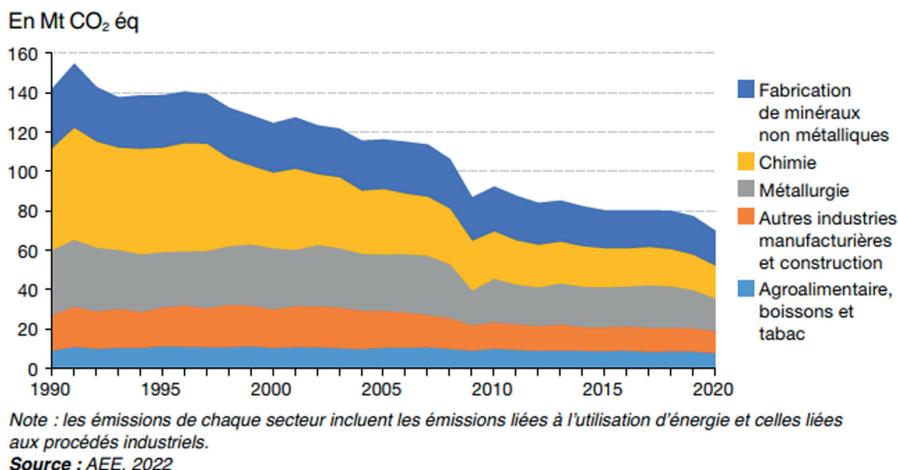


Figure 5. Émissions de GES dans l'industrie manufacturière et la construction en France

Source : SDES 2022, Les chiffres clés du climat, décembre 2022

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 50 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 sur les sites de Dunkerque et de Fos-sur-Mer. Dans la chimie, la décarbonation pourra s'appuyer d'une part sur la mobilisation de l'hydrogène bas carbone et d'autre part sur la mobilisation des produits de la biomasse.

La situation est différente pour les cimenteries qui, tout en poursuivant leurs efforts d'efficacité et de réduction de la quantité de clinker dans la production de ciment, devront faire appel, pour une décarbonation plus complète, au captage et à la séquestration du carbone.

L'évaluation détaillée des coûts d'abattement n'a pour l'instant porté que sur l'industrie du ciment. Mais cet exemple permet d'illustrer le

continuum d'actions à mettre en œuvre pour la décarbonation profonde des industries lourdes : maîtrise voire réduction 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, captage et stockage du CO₂ issu du processus de calcination.

Le chiffrage du remplacement d'une partie du clinker par de l'argile calcinée est une solution dont le potentiel est certes limité à un quart ou un tiers des émissions du secteur du ciment, mais son coût socio-économique est aujourd'hui très faible (entre 0 et 40 €/tCO₂ selon les cas, à comparer à la VAC Quinet de 100 €/tCO₂). En revanche, le captage et stockage du CO₂ (CSC) dans les cimenteries apparaît comme susceptible d'être déployé à grande échelle. À l'horizon 2030, les coûts du CSC seraient de 140 à 210 €/tCO₂ soit inférieurs à la VAC pour cet horizon, à comparer avec une VAC de 250 €/tCO₂.

Dans les secteurs industriels plus diversifiés et diffus, la réduction des émissions devra s'appuyer sur la mise en œuvre des principes de l'économie circulaire (les 3 R 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.

Des modifications des comportements et des usages (vers l'économie de la fonctionnalité ou une économie plus servicielle) pourraient 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. Les travaux se poursuivront pour chiffrer les coûts d'abattement dans les industries autres que le ciment.

Le secteur électrique

Le secteur électrique ne représente en France, avec 18 MtCO₂e en 2020, qu'une part très limitée des émissions totales. On pourrait donc *a priori* considérer qu'il ne s'agit pas d'un secteur prioritaire pour la réduction des émissions. Or il est appelé à jouer un rôle tout à fait stratégique dans l'effort de décarbonation profonde de l'économie française. C'est ce que montre la SNBC 2019, mais plus encore les scénarios publiés par RTE à l'automne 2021. Il apparaît en effet de plus en plus clairement que l'électrification des usages, sur la base d'une électricité décarbonée, constituera l'un des principaux leviers de la réduction globale des émissions.

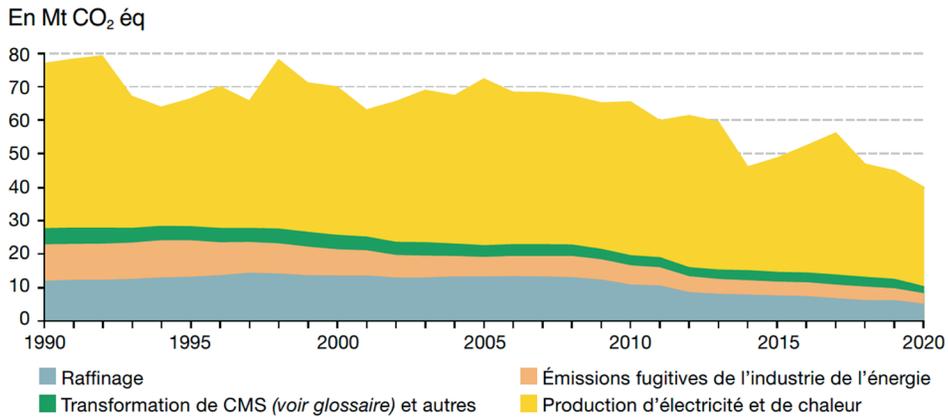
Il paraît *a priori* simple de calculer le coût d'abattement par comparaison des coûts de production actualisés (LCOE, pour *levelized cost of electricity*) d'une centrale de référence fondée sur les fossiles, par exemple une turbine à gaz en cycle combiné, avec celui d'une éolienne, ou d'une installation photovoltaïque, ou encore d'une centrale nucléaire. Mais ce calcul ne pourrait en aucune manière donner des indications fiables sur le coût complet pour l'ensemble du système électrique. En effet, l'électricité ne se stockant que difficilement, il convient de prendre en compte, lorsque la proportion des énergies renouvelables variables (ERV, éolienne et solaire) devient significative, les «coûts système» correspondant à l'ensemble des dispositifs qui

permettent d'assurer en permanence l'adéquation de l'offre à la demande d'électricité.

L'évaluation des coûts associés à la décarbonation complète du système électrique à l'horizon 2050 découle d'une projection du système à cet horizon, dans une hypothèse de renouvellement complet des équipements (dite «*greenfield*»). Il faut alors construire un scénario de référence, tenant compte de l'évolution des technologies mais comportant des émissions résiduelles, fixées au niveau actuel. Ce scénario s'inspire fortement de la SNBC et il s'appuie sur un mix de production avec 50 % d'énergies renouvelables variables (moitié éolien et moitié solaire), 30 % de nucléaire, 10 % d'hydraulique et 10 % de gaz (dans ce cas du gaz naturel). Le scénario alternatif décarboné vise précisément à éliminer la production à partir de gaz fossile. Le modèle du système électrique SimelSP (un modèle simplifié mais néanmoins suffisamment détaillé pour assurer une simulation heure par heure), permet alors de calculer les profils de production et les coûts de ce scénario zéro émission. Le différentiel de coût annuel en 2050 entre le scénario décarboné et le scénario de référence, divisé par les émissions évitées chaque année, donne alors le coût d'abattement pour le secteur.

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

- avec un coût d'abattement compris entre 350 et 390 €/tCO₂, selon les hypothèses, la décarbonation du secteur électrique apparaît nettement coût-efficace du point de vue de la collectivité, puisque ce coût correspond à la moitié de la VAC en 2050 (775 €/tCO₂);
- dans tous les scénarios, le coût moyen de l'électricité, production et coûts système (sans prise en compte des 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, cela malgré les réductions de coût de production attendues pour les renouvelables;

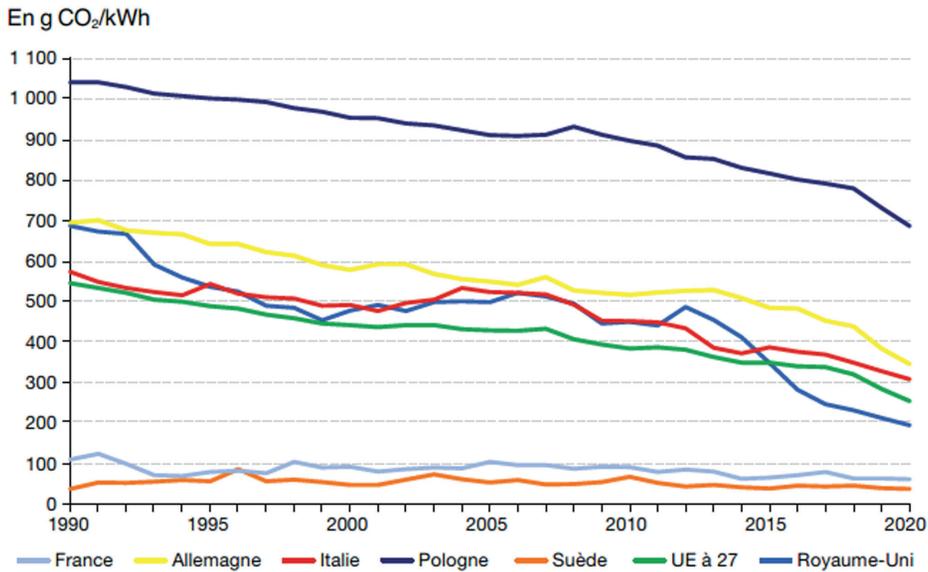


Note : la production d'électricité et de chaleur comprend l'incinération des déchets avec récupération d'énergie ; la chaleur est ici la chaleur faisant l'objet d'une transaction.

Source : AEE, 2022

Figure 6. Émissions de GES de l'industrie de l'énergie en France

Source : SDES 2022, Les chiffres clés du climat, décembre 2022



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

Source : SDES, d'après AIE, 2022

Figure 7. Émissions de CO₂ pour produire 1 kWh d'électricité dans l'UE

Source : SDES 2022, Les chiffres clés du climat, décembre 2022

L'évaluation des coûts d'abattement des émissions en France

- à partir du scénario de référence, 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 d'un incréement;
- 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, induisant une augmentation de la consommation d'électricité (le profil temporel de la demande additionnelle et les marges de flexibilité associées seront alors très importantes dans le calcul du coût incrémental ou coût marginal en développement).

Le développement de l'hydrogène

La problématique de la réduction des émissions de la production d'hydrogène est double. D'une part, la production d'hydrogène par vapo-craquage du gaz naturel, aujourd'hui la plus utilisée, est une source d'émission importante (10 MtCO₂); 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, elle impose une

nouvelle configuration des vecteurs énergétiques finals, ceux qui sont 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 du tout certain qu'elles puissent à elles seules assurer la totalité du complément; l'hydrogène décarboné apparaît alors comme devant apporter le bouclage des vecteurs d'énergie finale.

À long terme, l'hydrogène pourra être présent à la fois pour des consommations spécifiques ou usages « matières premières » (aujourd'hui la production d'ammoniac et raffinage, demain la réduction directe du minerai de fer) et sur des consommations énergétiques, ou usages « combustion », pour la chaleur industrielle, la méthanation ou les turbines à gaz dans la production d'électricité, enfin les usages transports (piles à combustible, ammoniac, e-fuels).

La production d'hydrogène peut suivre des voies de différentes « couleurs » : de l'hydrogène gris (réformage du méthane) à l'hydrogène bleu (réformage avec captage du CO₂), vert (électrolyse à partir de renouvelables) ou encore violet (électrolyse à partir de nucléaire).

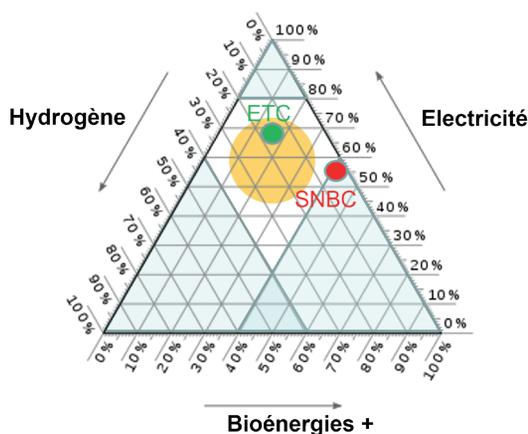


Figure 8. Parts de marché des vecteurs finals décarbonés

Source : P. Criqui

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 captage et stockage du CO₂ associé. Les coûts de cette option à l'horizon 2030-2040 sont modérés, de l'ordre de 100 €/tCO₂ pour un usage spécifique et 250 €/tCO₂ pour un usage combustion, donc inférieurs à la VAC. Mais cette solution suppose acquise la « faisabilité sociotechnique » des solutions de stockage de CO₂.

La production par électrolyse peut être conçue soit à partir d'une production électrique dédiée, soit comme faisant appel au réseau électrique. Étant donné la chaîne des rendements de conversion (environ 60 % dans le rendement électrique vers H₂), aucun moyen de production dédié d'électricité décarbonée ne présente en France un coût suffisamment bas pour une production coût-efficace. Les coûts d'abattement à 2030-2040 sont en effet de 350-400 €/tCO₂ en usage spécifique et de 600 €/tCO₂ en usage combustion.

En revanche, les possibilités, offertes par les réseaux, de fourniture à très bas coût sur certains moments de l'année permettent d'envisager une production d'hydrogène à coût maîtrisé. Le problème est alors celui du bon arbitrage économique entre recherche d'un facteur de charge élevé pour l'amortissement du CAPEX et coût moyen de l'approvisionnement, puisqu'un facteur de charge élevé impliquera un « panier » d'approvisionnement en électricité lui-même élevé. En situation d'utilisation d'excédents électriques en France, les coûts d'abattement à 2030-2040 baissent à 100 €/tCO₂ en usage spécifique et 250 €/tCO₂ en usage combustion.

Repositionnée à l'échelle de la plaque européenne, cette voie de développement se heurte cependant à la réalité selon laquelle, tant que l'ensemble du système électrique n'est pas largement décarboné en Europe, il restera beaucoup plus efficace d'utiliser les excédents d'électricité produite en France, s'ils existent, pour éviter des productions plus intensives en carbone dans le reste de l'Europe.

La question des coûts d'abattement pour et par l'hydrogène doit donc être posée selon différentes dimensions : les marchés accessibles, les solutions techniques, l'horizon de temps considéré, l'espace énergétique pris en compte. Le déploiement des options offertes par l'hydrogène dans la décarbonation profonde procèdera donc probablement progressivement, d'abord à partir des marchés « sans regret », puis avec le développement des infrastructures et enfin un développement plus massif sur la base de moyens de production d'électricité décarbonée de plus en plus importants.

5. Les enseignements de l'étude détaillée des coûts d'abattement

L'approche microéconomique ou sectorielle des coûts d'abattement apporte aux approches globales modélisées utilisées jusqu'alors (notamment dans les Commissions Quinet 1 et 2) un complément de description et de compréhension, indispensable pour l'élaboration des politiques publiques. Elle permet tout d'abord de mettre à jour et d'explicitier de nouvelles questions méthodologiques, relatives en particulier au type d'anticipation à retenir pour la valeur sociale 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-moyen terme, dans la poursuite de l'objectif de long terme de la neutralité carbone.

Enseignements méthodologiques

Au plan méthodologique, l'étude a montré que plusieurs approches cohérentes pouvaient être définies, selon qu'il s'agit de calculer ce que l'on pourrait appeler un « coût d'abattement intrinsèque », en comparaison d'une option de référence bien identifiée, ou selon qu'il s'agit d'évaluer le caractère socialement efficace d'une action, dans le contexte de la stratégie nationale bas carbone. Dans le premier cas, le coût d'abattement est défini en tant que tel et indépendamment des hypothèses sur la politique climatique poursuivie. Cela est vrai tant du coût d'abattement « en budget carbone » (Formule 1) que du

coût d'abattement «à valeur sociale du carbone constante» (Formule 3). Dans l'autre cas, le coût d'abattement dépend de la politique retenue et de la trajectoire de la Valeur de l'Action Climatique qui lui est associée (Formule 2).

La principale différence entre les formules de calcul découle des effets de trajectoire intertemporelle de la valeur des actions de réduction des 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 taux d'actualisation. Dans le calcul «ajusté à la VAC», l'efficacité est appréciée par rapport à une trajectoire d'émission exogène déterminée par la politique poursuivie. Celle-ci est peut-être sous-optimale, mais prend en compte les inerties dans l'évolution des systèmes techniques, comme les contraintes d'acceptabilité sociale.

Ainsi, on peut analyser l'actuelle trajectoire de la VAC, qui commence à un niveau faible mais augmente plus rapidement que le taux d'actualisation, comme un compromis pratique permettant d'atteindre l'objectif de long terme, celui de la neutralité carbone, tout en évitant d'avoir à franchir une «marche initiale» trop importante et socialement difficilement acceptable. Cela même s'il convient toujours de marquer la différence entre la Valeur de l'Action Climatique et le niveau d'une fiscalité carbone effective. D'une certaine manière, le calcul «ajusté à la VAC» prend en compte une Valeur de l'Action Climatique initialement sous-estimée, mais la trajectoire ultérieure de la VAC incorpore en revanche un «effet de rattrapage», en intégrant la forte croissance impliquée par la poursuite de la stratégie.

Se pose alors la question de savoir si cette dichotomie entre la trajectoire de croissance de la VAC et les prescriptions de la théorie (en faveur d'une croissance au taux d'actualisation) demeurera dans le futur. 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 de «première marche» évoquées plus haut — il semblerait nécessaire à l'avenir de clairement dissocier la

VAC et le signal-prix donné par la tarification du carbone. Ce qui signifie que les leviers mobilisés pour modifier les trajectoires d'émissions sectorielles doivent comporter le signal-prix, mais aussi un ensemble de politiques et mesures, des contraintes légales aux standards de performance. On pourrait alors avoir une VAC plus élevée en début de période et intégrant signal-prix et mesures normatives et croissant ensuite au taux d'actualisation. Et la différence entre la Formule 1 et la Formule 2 disparaîtrait, ce qui clarifierait beaucoup les calculs et les évaluations.

Enseignements transversaux des approches sectorielles

L'évaluation du coût d'abattement des grandes options stratégiques dans les différents secteurs permet tout d'abord de formuler trois conclusions générales :

- premièrement, la réduction des émissions des systèmes techniques sectoriels présente bien un surcoût, qui n'est pas négligeable ; à l'horizon 2030, les coûts d'abattement sont de l'ordre de 150 à 250 €/tCO₂ pour les principales options dans les secteurs de consommation finale ou pour la décarbonation de l'hydrogène de vapocraquage ;
- deuxièmement, ces coûts sont compatibles avec la trajectoire de la VAC en vigueur aujourd'hui, qui monte à 250 €/tCO₂ en 2030 ; cela signifie que la mise en œuvre des options étudiées est souhaitable du point de vue de la collectivité ;
- troisièmement, sur un horizon de temps plus long, il faut anticiper une double dynamique avec tout d'abord la baisse des coûts de la plupart des solutions décarbonées, du fait des impacts combinés des effets de série dans la production des composants et des effets d'apprentissage et d'innovation endogènes dans leur production et leur mise en œuvre ; parallèlement, la VAC continuera à augmenter (à 500 puis 775 €/tCO₂ en 2040 et 2050) ; le bénéfice pour la société des actions de

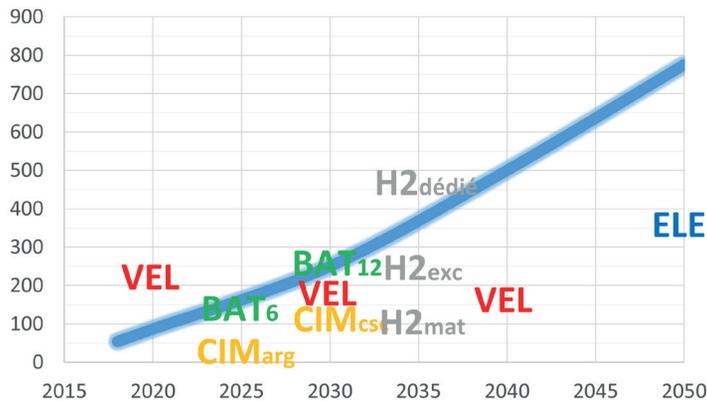


Figure 9. VAC et coûts d'abattement

Source : Commission coûts d'abattement, France Stratégie, 2023

N.B. Les dates correspondent aux horizons de temps auxquels ont été menés les calculs ; ils sont considérés en Formule 2, de façon à assurer la comparabilité avec la VAC.

VEL = véhicule berline électrique

BAT6, BAT12 = rénovation énergétique de respectivement 6 et 12 millions de logements

H₂mat = hydrogène matière première, en reformage du méthane avec captage

H₂exc = hydrogène d'électrolyse d'excédents électriques

H₂dédié = hydrogène d'électrolyse en production dédiée

CIMarg = dans les cimenteries, substitution du clinker par de l'argile calcinée

CIMcs = captage et stockage du carbone dans les cimenteries

ELE = décarbonation complète du système électrique en 2050

réduction des émissions s'en trouvera ainsi doublement renforcé.

des acteurs décentralisés ne conduisent pas spontanément à leur mise en œuvre.

Le calcul des coûts d'abattement constitue ainsi une procédure performante pour : 1) construire une gradation des actions à coût faible ou nul, à coût maîtrisé, à coût élevé, dans des technologies matures ou dans des technologies en développement ; 2) comparer les différentes options entre elles, secteur par secteur et pour différents horizons de temps, et donc établir des priorités d'action ; 3) apprécier l'importance des efforts que la collectivité doit consacrer, à travers les politiques publiques, pour promouvoir les principales options de réduction socialement coût-efficaces, en particulier lorsque les décisions spontanées

Limites et difficultés rencontrées

Bien que l'approche retenue ait été *a priori* de nature microéconomique, les évaluations se sont dans la plupart des cas avérées complexes. Elles ont dû en effet mobiliser de multiples hypothèses, avec des coefficients d'incertitude importants sur les coûts, présents et futurs. De plus, il a été nécessaire, notamment dans le cas du secteur électrique, de replacer l'évaluation, non pas dans un cadre de comparaison technologie à technologie, mais dans un contexte systémique. Cela parce qu'au-delà des coûts de production *stricto sensu*, il convient de considérer des « coûts

système», non attribuables à une technologie particulière, comme l'a fait RTE pour l'ensemble de ses scénarios «Futurs énergétiques 2050». Il faut ici souligner que ces coûts système sont fortement dépendants de l'échelle de déploiement de chaque option (en particulier pour les énergies renouvelables variables) et de l'ensemble des interactions au sein de l'économie énergétique.

L'approche adoptée n'a pas pu résoudre cette difficulté. Cela aurait supposé en effet, soit de réaliser un inventaire complet des potentiels de réduction et de les empiler par «ordre de mérite», à la manière de McKinsey, soit dans une tout autre approche de partir d'une image d'un système énergétique intégré respectant la neutralité carbone en 2050. La question des potentiels associés aux différentes options de coût et corrélativement du coût marginal, celui de la dernière option à mobiliser, reste donc irrésolue.

Deux autres sujets d'importance n'ont pas pu être traités de manière systématique dans les évaluations sectorielles : celui des coûts et avantages externes des différentes options technologiques et celui de l'écart constaté entre critères d'évaluation publique, ou socio-économique, et critères employés par les acteurs décentralisés.

La question de l'évaluation des coûts et avantages externes, ou non marchands, est essentielle pour l'évaluation socio-économique des investissements. Mais malgré les efforts méthodologiques déployés en France mais aussi au niveau de la Commission européenne, la valorisation économique des effets externes reste très imparfaite. Cela s'explique par le fait que les valeurs, non observables directement, doivent être d'abord «révélées» et ensuite parce que ces effets externes sont le plus souvent très dépendants du contexte : il suffit par exemple de penser au coût environnemental d'une installation polluante en littoral, selon l'orientation des vents dominants.

Pour autant, ces coûts externes sont très importants : certaines évaluations européennes (dans les études ExternE [Commission européenne, 2005]) indiquaient que le coût environnemental d'une centrale charbon pouvait être du même ordre de grandeur que son coût de production

technique. Dans les évaluations sectorielles qui ont été menées dans nos travaux, il est apparu par exemple que les avantages pour la santé du passage de l'automobile aux modes doux sont considérables, tout comme les gains en termes de santé de la rénovation thermique pour les ménages en précarité énergétique. Nul doute que des progrès dans l'évaluation et la prise en compte des effets externes sont encore possibles.

Parmi les autres sujets qui n'ont été que peu explorés dans les évaluations sectorielles, il faut souligner aussi la question du décalage considérable entre les critères appliqués dans l'évaluation socio-économique et ceux qui sont utilisés par les différentes catégories d'acteurs décentralisés, ceux qui doivent en pratique prendre les décisions d'investissement. On peut ici rappeler que très souvent les décisions en matière d'efficacité énergétique ne sont déclenchées que lorsque le temps de retour de l'investissement est de l'ordre de 3 à 5 ans, ce qui correspond à un taux d'actualisation implicite respectivement de l'ordre de 30 et 20 %/an. On mesure ici l'écart entre critères privés et critères publics lorsque les taux d'actualisation publics et privés divergent et la nécessité consécutive des politiques publiques d'accompagnement.

L'enjeu de la prise en compte des progrès techniques endogènes et systémiques

Dans le cours de chacune des évaluations sectorielles, il est apparu nécessaire de prendre en compte l'évolution future du coût et des performances des différentes options technologiques. À ce stade des évaluations, cette prise en compte a été effectuée en utilisant des hypothèses exogènes sur la baisse des coûts et l'amélioration des performances, sur la base de dires d'experts.

Mais les théories de l'économie du changement technique (de la première contribution de K. Arrow sur le «*learning by doing*», aux apports ultérieurs de l'«économie évolutionniste»), comme l'observation du déploiement des énergies renouvelables, ont largement démontré le caractère endogène du progrès technique. La relation entre le coût d'une nouvelle technologie et les capacités produites et installées cumulées est en général

caractérisée par le « facteur d'apprentissage » : typiquement, chaque doublement des capacités cumulées s'accompagne d'une baisse de coût de l'ordre de 15 à 25 %. C'est sur cette relation qu'est fondé le concept d'externalité technologique positive.

Deux questions se posent alors : dans une perspective plutôt microéconomique, celle de l'impact sur les coûts futurs des politiques de déploiement des nouvelles technologies aujourd'hui ; dans une perspective plutôt macroéconomique ou systémique, celle du bilan intertemporel d'un « investissement d'apprentissage », par l'achat « à perte » de capacités, compensé ultérieurement par le déploiement progressif de technologies de plus en plus rentables. C'est ainsi qu'il est possible de

justifier le déclenchement d'actions à coût d'abattement élevé, lorsque peuvent être attendues des externalités technologiques positives importantes.

Les politiques de déploiement des énergies renouvelables menées dans de nombreux pays depuis les années 1980 (tarifs de rachat garantis, appels d'offres concurrentiels, contrats pour différence) ont de fait constitué des investissements d'apprentissage qui ont permis d'amener les coûts de production actualisés à des niveaux comparables à ceux des moyens conventionnels, hors coûts système. À nouveau, deux questions se posent : ces baisses de coût peuvent-elles se poursuivre indéfiniment, vers un coût proche de zéro ? Et à partir de quel niveau de développement les contraintes de potentiel (surfaces

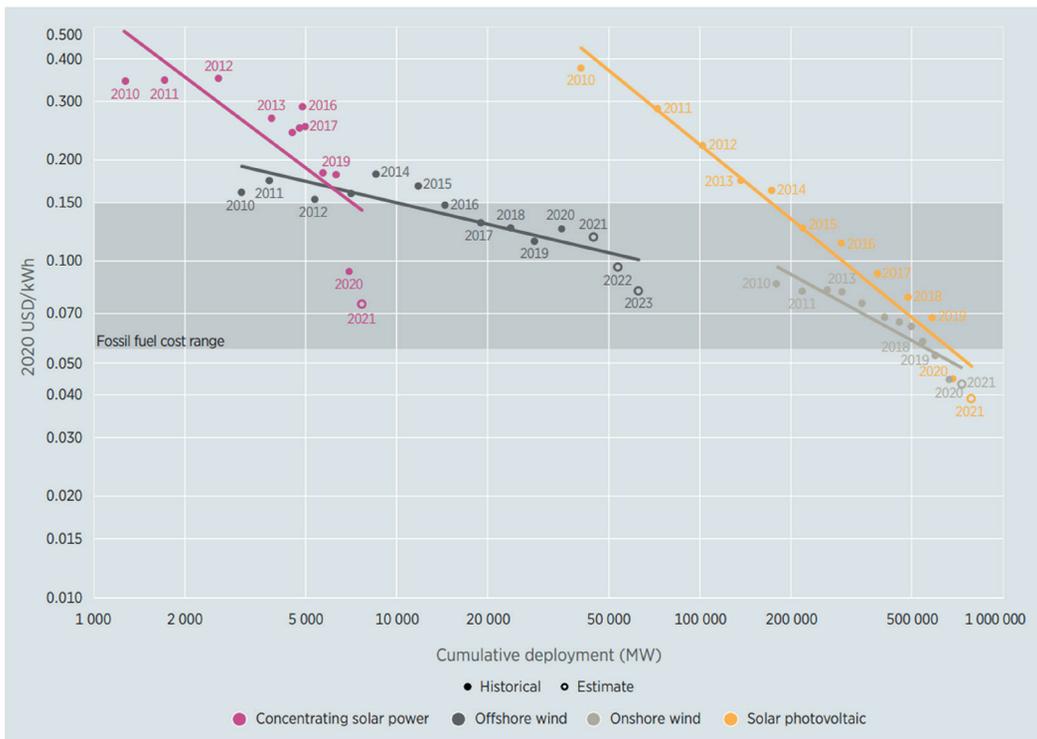


Figure 10. Courbes d'expérience pour les technologies des énergies éolienne et solaire

Source : IRENA (2021)

Ce graphique représente les « courbes d'apprentissage » pour les nouvelles technologies de l'énergie, soit la baisse du coût de production du kilowattheure qui accompagne l'augmentation des capacités totales installées. Il ne prend pas en compte les coûts systèmes.

L'évaluation des coûts d'abattement des émissions en France

disponibles par exemple) et la montée des coûts système sont-elles susceptibles d'annuler les effets d'apprentissage?

Alors même que les effets d'apprentissage doivent être aussi appréciés dans leur dimension internationale (les effets de déversement ou «*spillover*»), la principale difficulté à surmonter dans l'évaluation des investissements de diffusion des nouvelles technologies, et conjointement des externalités positives qu'ils engendrent, est évidemment celle de la taille du marché final. Celle-ci ne peut être approchée que dans une perspective systémique bouclée et de compétition intertechnologies : par exemple, le déploiement à long terme des énergies renouvelables variables ne peut être apprécié indépendamment des hypothèses retenues pour celui du nucléaire.

Jusqu'à aujourd'hui, seuls quelques modèles énergétiques ou énergie-économie appliqués ont intégré des dimensions de progrès technique endogène, notamment par incorporation de courbes d'apprentissage explicites. Quelques-uns ont même tenté d'intégrer l'impact de l'effort de recherche. La question des externalités technologiques positives et du «retour sur investissement» des actions de recherche, développement et diffusion demeure donc à explorer, dans une perspective d'économie tant théorique qu'appliquée.

Dans l'identification des frontières des connaissances pour l'évaluation des coûts futurs, une dernière dimension demeure évidemment. 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 replacer l'évaluation économique dans une perspective de transformation systémique avec : l'analyse des potentiels, des contraintes et des rétroactions ; l'identification des opportunités d'innovation incrémentale et radicale ; l'évaluation des risques et des conditions de résilience du système.

Sans que cette perspective conduise à abandonner l'analyse coût-avantages, un enrichissement des approches apparaît nécessaire. L'objectif de neutralité carbone à l'horizon 2050 impose clairement une vision de transformation systémique. Il doit probablement 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 possibles et désirables et remontant vers les décisions et les choix à opérer aujourd'hui. Cela en tenant compte, dans l'évaluation économique, des risques et des opportunités, comme des processus de destruction-création qui devront être à l'œuvre dans la transition vers la neutralité carbone.

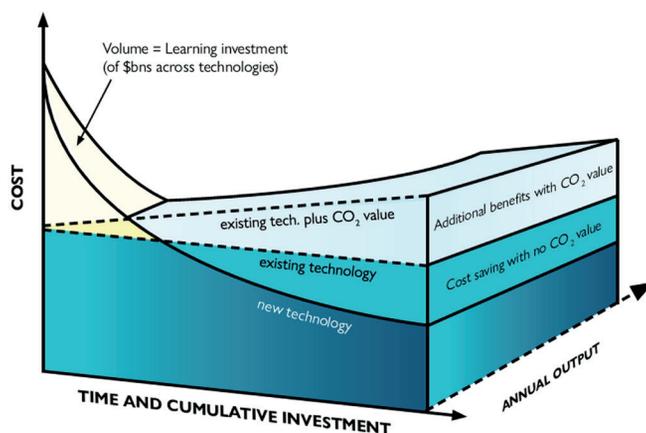


Figure 11. Des surcoûts immédiats aux gains économiques à long terme par le jeu des effets d'apprentissage

Source : Economics of Energy Innovation and System Transition (Université d'Exeter)

Conclusion

La série d'études entreprises pour une évaluation rigoureuse des coûts d'abattement dans les principaux secteurs émetteurs a d'abord porté sur les éléments de méthodologie commune. Puis dans chaque secteur, elle a permis l'identification des principales solutions pouvant être mises en œuvre, ainsi que des horizons de temps pertinents. Dans un contexte où il apparaît de plus en plus clairement que la transition vers la neutralité carbone devra mobiliser des moyens économiques et de financement très importants, ces études constituent une contribution pour la définition de politiques permettant une bonne économie de ces moyens.

Toutes les difficultés n'ont pas été levées. Elles tiennent à l'évaluation de certaines externalités, à la prise en compte des anticipations de changement technique, à l'identification des changements imposés par l'objectif de neutralité carbone dans les structures du système sociotechnique de l'énergie. Mais, d'une part, ces études sectorielles apportent déjà des compléments d'analyse aux travaux antérieurs sur la Valeur de l'Action Climatique, et d'autre part, elles pourront être à l'avenir prolongées par des évaluations portant sur de nouveaux secteurs ou de nouvelles options.

NOTES

1 La Valeur de l'Action Climatique de la Commission Quinet 2 s'est substituée à la Valeur Tutélaire du Carbone de la Commission Quinet 1.

RÉFÉRENCES

Commission européenne, 2005. ExternE – externalities of energy, <https://op.europa.eu/fr/publication-detail/-/publication/b2b86b52-4f18-4b4e-a134-b1c81ad8a1b2>.

France Stratégie, 2019. La valeur de l'action pour le climat, <https://www.strategie.gouv.fr/publications/de-laction-climat>.

France Stratégie, 2023. Les coûts d'abattement, <https://www.strategie.gouv.fr/publications/couts-dabattement>.

BIOGRAPHIE

PATRICK CRIQUI est directeur de recherche émérite au CNRS au laboratoire GAEL, Université Grenoble-Alpes. Il est aussi conseiller scientifique auprès d'Enerdata et de France Stratégie, chercheur associé à l'IDDRI et membre de la Commission de l'Économie pour le Développement durable. Ses recherches ont porté sur la modélisation prospective, l'analyse stratégique et l'évaluation économique des politiques énergie-climat. Il a développé le modèle énergétique mondial POLES, utilisé par la Commission européenne. Ses recherches se concentrent aujourd'hui sur la conception des scénarios de transition énergétique, en France et dans les pays en développement.

À lire également dans *La Revue de l'Énergie*

- Théorie et pratique de l'actualisation : une brève revue de la dernière décennie, *Jean-Guy Devezeaux de Lavergne* (n° 659, novembre-décembre 2021)
- Où est passée la 5^e énergie? L'impératif du signal de la rareté, *Valérie Lesgards, Edouard Rossat* (n° 665, novembre-décembre 2022)
- Captage et stockage du CO₂ : la technologie pour contribuer à réduire les émissions de CO₂? *François Carême* (n° 665, novembre-décembre 2022)

À retrouver sur www.larevuedelenergie.com.