

Les coûts d'abattement du CO₂ : un outil méthodologique pour hiérarchiser les actions de décarbonation et donner la priorité aux plus efficaces

Electricité / CO₂ / Décarbonation / Climat / Energies renouvelables

RESUME EXECUTIF

La France s'est engagée à atteindre la neutralité carbone à horizon 2050, sur la base d'une feuille de route appelée Stratégie Nationale Bas Carbone (SNBC) qui fixe à la fois les objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre et les moyens pour y parvenir au travers de recommandations sectorielles. L'objet de cette fiche est de présenter un instrument d'analyse et d'aide à la décision permettant d'évaluer l'efficacité économique des mesures de décarbonation : le coût d'abattement du CO₂.

Le coût d'abattement - exprimé en euros par tonne de CO₂ évitée - correspond au surcoût associé à une action de décarbonation rapporté aux émissions de CO₂ qu'elle permet d'éviter. La modélisation des coûts d'abattement constitue un outil de hiérarchisation des mesures de décarbonation, au-delà des analyses traditionnelles se cantonnant à l'identification des potentiels de réduction des émissions.

Dans la présente fiche sont analysés les coûts d'abattement dans différents secteurs : production d'électricité, résidentiel-tertiaire, transports et industrie, ces trois derniers étant sourcés à partir des études du cabinet Carbone 4¹.

2 conclusions se dégagent de ces analyses :

- Une stratégie efficiente de décarbonation de notre économie est d'investir dans la décarbonation des secteurs non électriques, compte tenu de leurs potentiels de réduction des émissions de GES.
- Le maintien du niveau élevé de décarbonation atteint par le mix électrique français passe par des investissements dans le nucléaire (prolongation des réacteurs en exploitation, nouveaux réacteurs de type EPR 2) : le scénario le plus économique comme il ressort de [l'étude de modélisation](#) réalisée par le cabinet Roland Berger, qui a pour effet collatéral un impact positif sur la décarbonation de l'industrie y compris dans l'option hydrogène.

DEVELOPPEMENT

1 Coût d'abattement du CO₂ : définition et explication de la méthodologie

Le coût d'abattement est défini ainsi par la Cour des Comptes² :

« Le coût d'abattement d'une tonne de CO₂ (ou coût pour réduire les émissions d'une tonne) correspond au « surcoût » lié à une action de réduction des émissions de CO₂ (par rapport à une action de référence où aucune action particulière ne serait

¹ Carbone 4. (Novembre 2018). Baromètre de la décarbonation.

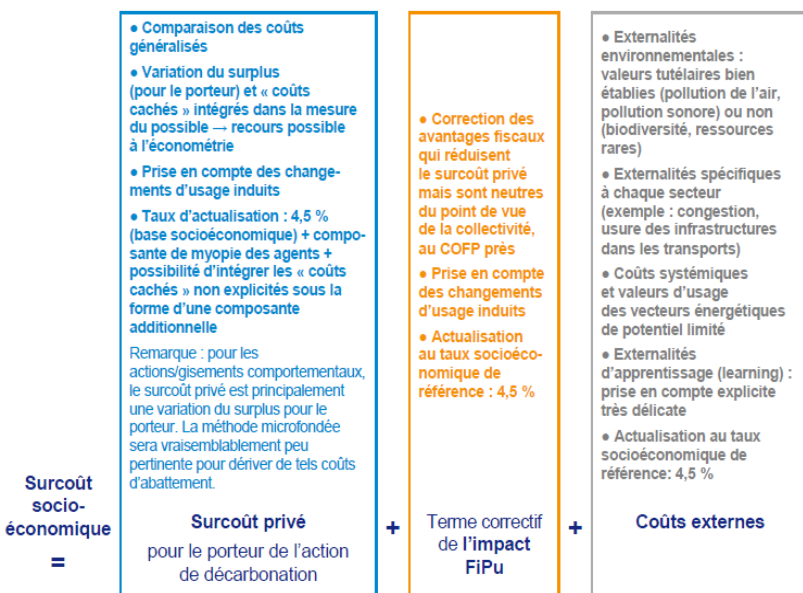
²https://www.ccomptes.fr/sites/default/files/EzPublish/rapport_thematique_politique_developpement_energies_renouvelables.pdf

entreprise) ramené aux émissions de CO₂ évitées par cette action.

Ce « surcoût » correspond à la somme du coût de production (économies d'énergie incluses) de l'action en question et des coûts additionnels liés aux externalités (hors CO₂), nette des coûts de production des moyens évités. Ce critère permet d'apprécier et de comparer l'efficacité économique de différentes actions de réduction des émissions de gaz à effet de serre, c'est-à-dire les coûts pour la société pour réduire les émissions d'une tonne de CO₂. Ce calcul présente l'avantage de prendre en compte les émissions sur l'ensemble de la durée de vie d'un équipement. »

Les calculs de coût d'abattement peuvent être complexes selon les hypothèses retenues. Ainsi du surcoût pour la société, combinaison de surcoûts privés et de surcoûts publics comme en rend compte France Stratégie³ dans son dossier de méthodologie sur les coûts d'abattement :

Graphique 4 – Principe de calcul de l'approche microfondée et synthèse des recommandations pour le calcul de chacun des termes



Source : commission sur les coûts d'abattement

Ainsi, dans nos calculs de coûts d'abattement :

- Seul le « Surcoût privé » a été traité (les deux derniers termes à savoir le « Terme correctif

de l'impact FiPu » et les « Coûts externes » ne sont pas inclus) ;

- La méthodologie retenue est le calcul « en budget carbone » de France Stratégie, c'est-à-dire sans actualiser les émissions de CO₂ au dénominateur.

Méthode 1 – Coût d'abattement calculé « en budget carbone »

$$CA^1_i = - \frac{\sum_{t=0}^{N-1} \frac{\Delta C_{i,t}}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^{N-1} \Delta E_{i,t}} \quad (3)$$

Où :

- CA_i est le coût d'abattement « en budget carbone » du projet i
- ΔC_{i,t} est le coût additionnel (somme des coûts marchands et non marchands hors externalité climatique) du projet i par rapport à l'option de référence à la date t
- r est le taux d'actualisation socioéconomique
- ΔE_{i,t} est la variation d'émissions de GES du projet i par rapport à l'option de référence à la date t
- N est la durée de vie de l'investissement

Source de l'image : France Stratégie

2. Coûts d'abattement du CO₂ pour le secteur de la production électrique

En 2019, le secteur de la production électrique a produit 19,9 Mt de CO₂eq⁴, une baisse de 6% par rapport à l'année précédente. Cela représente 4,6% du total des 436 MtCO₂ eq émises en France en 2019.

Il est à noter que ces chiffres reflètent uniquement la proportion d'électricité produite à partir de sources thermiques. En effet, les émissions ne sont pas considérées sur le cycle de vie des centrales électriques, mais uniquement lors de la phase de combustion. Pour la suite, nous allons retenir une approche d'analyse de cycle de vie pour la comptabilisation des GES émis par chaque moyen de production.

La méthodologie retenue pour évaluer les coûts d'abattement associés à la décarbonation de la production électrique est développée par France Stratégie dans son troisième rapport sur les coûts d'abattement⁵. Elle consiste en la comparaison, à

³ France Stratégie. (Juin 2021). Les coûts d'abattement, Partie 1 – Méthodologie.

⁴ Citepa, avril 2021 - Format SECTEN

⁵ France Stratégie. (Janvier 2022). Les coûts d'abattement, Partie 3 – Électricité.

l'horizon 2050, d'un scénario de référence où subsiste une production électrique issue de gaz naturel avec différents scénarios de décarbonation du système électrique, selon le mix électrique retenu.

Dans cette méthodologie sont retenus les coûts nécessaires pour bâtir le système électrique à cet horizon de temps, dans une approche dite « Greenfield » où l'ensemble des capacités actuelles en 2022 sont supposées être toutes renouvelées d'ici 2050 (hormis pour le nucléaire existant où sont pris en compte uniquement les coûts d'exploitation et de grand carénage actuels). La simulation des différents systèmes électriques est obtenue à l'aide du modèle élaboré par le cabinet Roland Berger pour simuler le scénario du rapport « Scénario alternatif aux "Futurs énergétiques 2050" de RTE » du Céréme⁶.

➤ Situation de référence et scénarios considérés

La situation de référence à partir de laquelle nous allons comparer les scénarios de décarbonation est la projection en 2050 des annonces faites par le président de la République à Belfort le 14 février 2022, dénommé ci-dessous par « scénario Belfort » ou « Belfort ».

Les différents scénarios considérés sont :

1) **Le scénario de Belfort** dans lequel 37% de l'électricité produite est issue du nucléaire, qui repose sur la construction de 14 EPR2 d'ici à 2050 ainsi qu'à des objectifs de capacités installées de plus de 108 GW de solaire, 37 GW d'éolien à terre et 40 GW d'éolien en mer ;

2) **Un scénario intermédiaire** dans lequel 60% de l'électricité est issue de l'énergie nucléaire (dénommé ci-dessous par « 60% nucléaire ») reposant sur la prolongation du parc historique jusqu'à 60 ans pour les paliers CPY/CP0 et à 70 ans pour les paliers P4/P'4 et N4, et à la construction de 24 EPR2 d'ici 2050 ;

3) **Le scénario alternatif du Céréme aux « Futurs énergétiques 2050 de RTE »** présenté dans le rapport de Roland Berger dans lequel 80% de l'électricité produite en 2050 est issue du nucléaire (dénommé ci-dessous par « 80% nucléaire »), reposant sur la prolongation de l'ensemble du parc historique à 70 ans.

Les mix électriques de ces trois scénarios sont simulés avec le modèle de Roland Berger afin de répondre à une demande de 836 TWh, demande estimée en 2050 par le cabinet et marquée par une électrification des usages et une réindustrialisation couplée à une électrification des procédés, ainsi qu'à une forte progression de la production d'hydrogène par électrolyse.

Capacité installée en 2050 [GW]	Belfort	60% nucléaire	80% nucléaire
Nucléaire historique	24	32,2	59,0
Nucléaire nouveau	23,1	39,6	39,6
Hydraulique - fil de l'eau	13,6	13,6	13,6
Hydraulique - de pointe	8,5	8,5	8,5
Hydraulique - STEP	8	8,0	8,0
Solaire	108,6	80,0	49,6
Eolien onshore	37	20,0	0,0
Eolien offshore	40	25,0	0,0
Biogaz et biomasse	2,5	2,5	2,5
Gaz	20,1	20,1	20,1
Total - hors interconnexions [GW]	285,4	249,5	200,9

Source : Céréme

➤ Coût total des scénarios

Le coût total des scénarios est composé des coûts de production et des coûts liés au système électrique.

Les coûts du système sont directement intégrés dans le LCOE, comme préconisé par le Céréme afin de permettre **une comparaison objective des coûts de production électrique**.

Nous utilisons donc les LCOE calculés dans la fiche [Comparaison des coûts complets de production de l'électricité](#) du Céréme. Les seuls coûts systèmes considérés sont les coûts de raccordements. Dans

⁶ https://cereme.fr/wp-content/uploads/2022/04/20220422_Cereme_Alternative-aux-Futurs-Energetiques-2050-de-RTE-1.pdf

une approche plus complète, les coûts d'équilibrage et coûts de profil devrait être intégrés au raisonnement (l'explication de ces coûts est détaillée dans la fiche précitée du Céréme).

La production électrique et les coûts des scénarios sont résumés dans les deux tableaux suivants :

Production électrique en 2050 [TWh]	Belfort	60% nucléaire	80% nucléaire
Nucléaire historique	154,4	210,3	384,5
Nucléaire nouveau	148,8	270,9	284,1
Hydraulique - fil de l'eau	41,7	41,7	41,7
Hydraulique - de pointe	18,6	18,6	18,6
Hydraulique - STEP	9,1	9,1	9,1
Solaire	118,2	87,1	54
Eolien onshore	75,9	41,0	0
Eolien offshore	140,2	87,6	0
Biogaz et biomasse	12,6	7,3	2,5
Gaz	98,1	61,9	33,4
Importations	0,0	0,0	7,7
Total [TWh]	817,5	835,4	835,6

Source : Céréme

Coût de production + coût de système en 2050 [Mds€]	Belfort	60% nucléaire	80% nucléaire
Nucléaire historique	6,7	9,1	16,61
Nucléaire nouveau	9,5	17,3	18,16
Hydraulique - fil de l'eau	5,6	5,6	5,56
Hydraulique - de pointe	2,2	2,2	2,22
Hydraulique - STEP	1,4	1,4	1,37
Solaire	13,8	10,1	7,29
Eolien onshore	7,2	3,9	0,00
Eolien offshore	14,5	9,1	0,00
Biogaz et biomasse	3,6	2,1	0,71
Gaz	28,6	18,0	9,73
Total [Mds€]	92,9	78,7	61,6

Source : Céréme

➤ Emissions totales des scénarios

Les émissions retenues pour les différents moyens de production sont issues de la base carbone de l'ADEME (émissions calculées par ACV).

Mode de production	gCO ₂ eq / kWh
Nucléaire	6
Éolien terrestre	14,1
Éolien en mer	15,6
Photovoltaïque	43,9
Hydraulique	6
Gaz	418

Dans le scénario 80% nucléaire du Céréme, les 7,7 TWh importés ont été imputés à une production de gaz dans nos calculs.

➤ Résultats

Les résultats obtenus sont résumés dans le tableau suivant. Les coûts d'abattement sont calculés par rapport au scénario de Belfort.

	Belfort	60% nucléaire	80% nucléaire
Coût total sur l'année 2050 (Mds€)	92,9	78,7	61,6
<i>dont coût de production</i>	86,5	74,1	59,8
<i>dont coût de raccordement</i>	6,4	4,6	1,8
Surcoût par rapport au scénario de référence (Mds€)	-	-14,2	-31,2
Emissions (MtCO ₂ e)	51,88	35,04	24,01
Coût d'abattement (€/tCO₂e)	-	-842,21	-1 120,88

Source : Céréme

Les coûts d'abattement sont systématiquement négatifs. Ceci s'explique par le fait que **les scénarios plus nucléarisés sont moins chers que les scénarios moins nucléarisés**. Etant donné que les émissions sont réduites et que les coûts diminuent, le surcoût économique divisé par les émissions abattues a bien un signe négatif.

Il est à noter que, dans notre approche, nous avons pris le gaz comme **unique moyen de bouclage**. Il serait possible de diminuer les émissions de chaque scénario en faisant appel à la méthanation ou à plus de biomasse (technologies plus chères). Cette analyse de sensibilité n'a pas été menée ici, n'étant pas au cœur de la méthodologie.

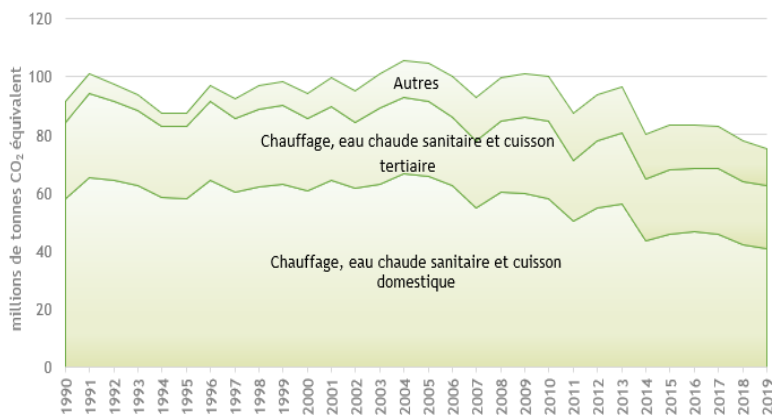
3. Comparaison avec les coûts d'abattement dans le bâtiment, les transports et l'industrie

Émissions et coûts d'abattement du secteur du bâtiment

En 2019, le secteur de l'usage des bâtiments et activités résidentiels / tertiaires a contribué aux émissions annuelles de GES de la France à hauteur de **17,2%**, atteignant 75 Mt de CO₂eq.

Le secteur se caractérise par de fortes émissions de d'hydrofluorocarbures, liées à la climatisation dans les bâtiments ainsi qu'à la production de froid domestique et commercial. Ainsi, les 7,7 Mt de CO₂e de HFCs émises par le secteur représentent 55 % des émissions nationales de HFCs. **L'essentiel des émissions (83% en 2019) provient du chauffage, de l'eau chaude sanitaire et de la cuisson, comme illustré sur le graphique ci-dessous. Globalement, les émissions ont diminué sur la période 1990 - 2019, notamment grâce à l'amélioration des performances des appareils domestiques brûlant du bois, et à l'évolution des types de combustibles utilisés.**

Répartition des émissions de CO₂e du secteur du résidentiel/tertiaire en France (Métropole et Outre-mer UE)



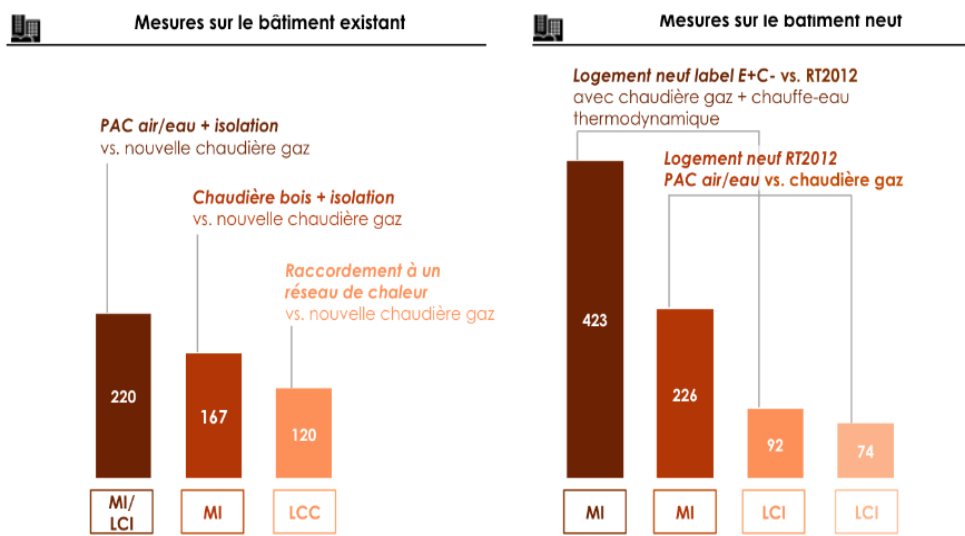
Source : Citepa, avril 2021, Format SECTEN

Le cabinet Carbone 4 a considéré le bouquet de mesures suivant :

- Isolation ;
- Remplacement d'une chaudière à gaz par une pompe à chaleur / chaudière bois / raccordement à un réseau de chaleur.

En étudiant leur application à une maison individuelle / un logement collectif à chauffage individuel / un logement collectif à chauffage collectif. L'estimation des coûts d'abattement du CO₂ est présentée dans les graphiques ci-dessous.

Figure 4. Coûts d'une tonne de CO₂e évitée pour les mesures dans le bâtiment, pour un investissement en 2018
Unité : € HT/tCO₂e évitée



Cet ensemble de mesures permettrait d'éliminer près de 35 MtCO₂e/an, soit 30% de l'objectif fixé par la SNBC en 2030, pour un coût de 120 à 220€/tCO₂e évitée pour les logements existants.

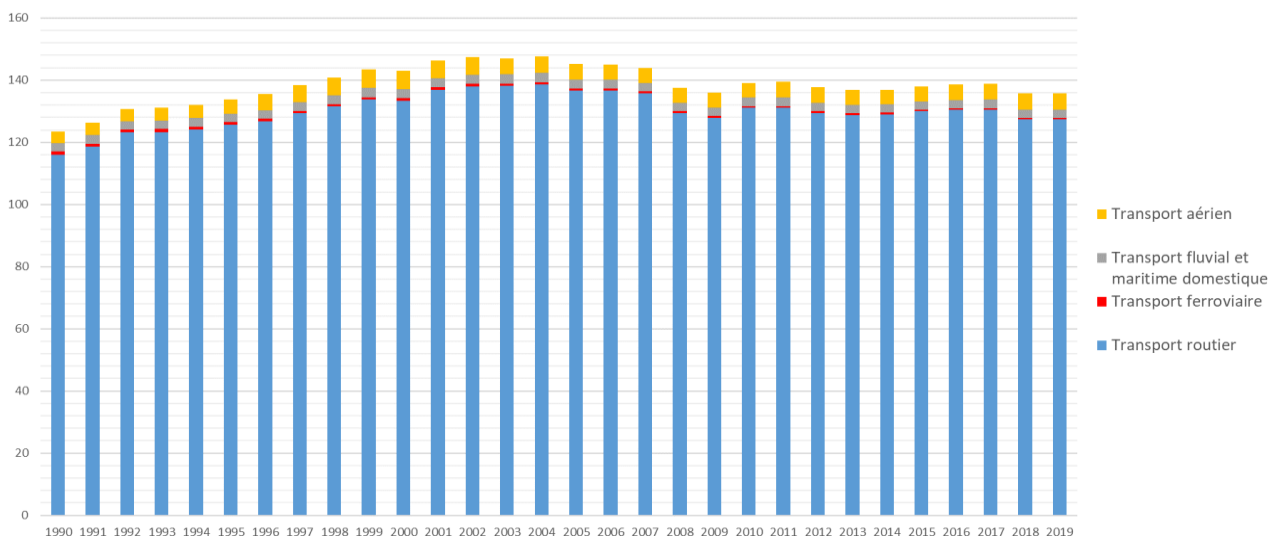
Rappel sur les acronymes utilisés pour le secteur du bâtiment :
 PAC = pompe à chaleur,
 MI = maison individuelle,
 LCI = logement collectif à chauffage individuel,
 LCC = logement collectif à chauffage collectif

Émissions et coûts d'abattement du secteur des transports

En 2019, le secteur des transports a émis l'équivalent de 31,2% des émissions nationales de GES, soit 135,9 Mt de CO₂eq, ce qui représente une augmentation de 9% depuis l'année de référence 1990.

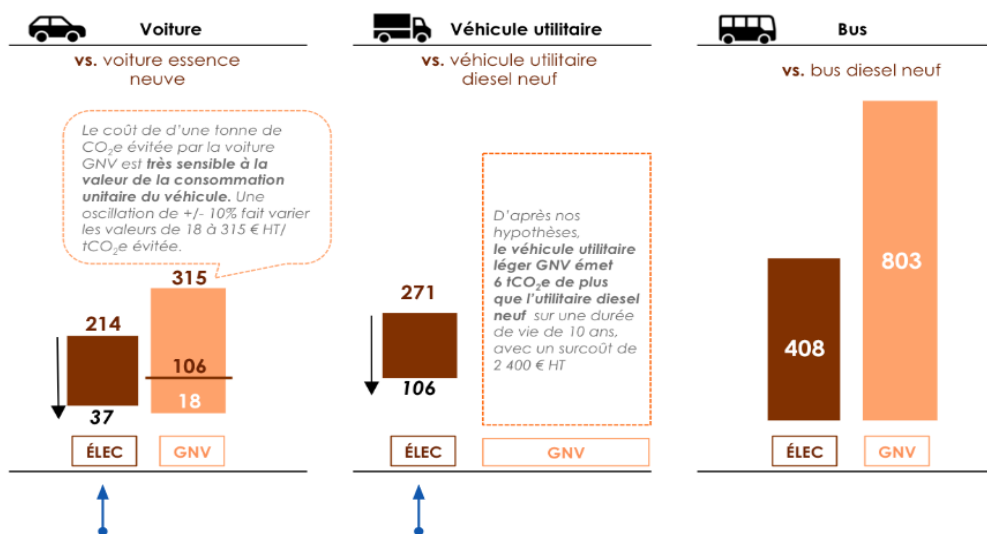
Le transport routier est responsable chaque année de la quasi-totalité des émissions du secteur des transports : 94% en 2019, qui se décomposent en 54 % provenant des véhicules particuliers, 23 % des poids lourds, 16 % des véhicules légers et 1% des deux roues.

Evolution des émissions de GES du secteur des transports de 1990 à 2019 (en MtCO₂eq)



Source : Citepa, avril 2021 - Format SECTEN

Figure 6. Coûts d'une tonne de CO₂e évitée pour les mesures transport, pour un investissement en 2018
Unité : € HT/tCO₂e évitée



Les coûts d'abattement associés à la voiture électrique et au véhicule utilitaire léger électrique sont de l'ordre de 210 et 270 € HT/tCO₂e évitée actuellement. Avec la chute attendue du coût des batteries, ces valeurs passeront respectivement à 40 et 110 € HT/tCO₂e évitée en 2025, pour un prix de batterie de moins de 110 \$/kWh. (sources : Bloomberg New Energy Finance et US Department of Energy)

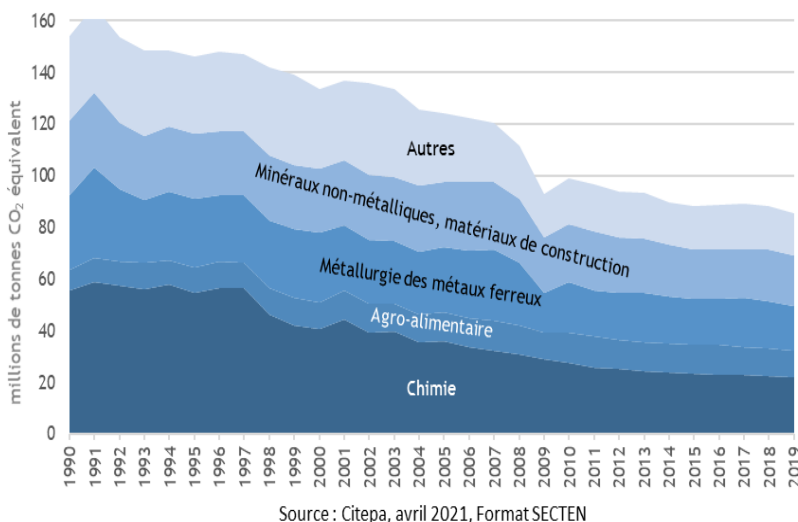
Carbone 4 a considéré l'électrification des véhicules et le passage au GNV sur différents type de véhicules dont les coûts d'abattement du CO₂ sont résumés ci-contre :

L'électrification d'une partie du parc automobile d'ici 2030 permettrait d'éliminer jusqu'à 24 MtCO₂eq/an et donc de contribuer aux objectifs de la SNBC de 2030 à hauteur de 20%, pour des coûts d'abattement entre 37 et 214€/tCO₂ évitée pour la voiture électrique et 106 à 271€/tCO₂ évitée pour le véhicule utilitaire. À l'inverse, la conversion de cette même proportion du parc en circulation au GNV ne permettrait de réduire les émissions que de 6 MtCO₂eq/an (6% de l'objectif 2030) tout en étant plus cher.

Émissions et coûts d'abattement du secteur de l'industrie

En 2019, le secteur de l'industrie manufacturière et construction a contribué aux émissions françaises de GES à hauteur de 19,5% en émettant 85,5 Mt de CO₂eq. Les émissions sont en baisse depuis l'année de référence, 1990, où le secteur représentait 26% des émissions nationales.

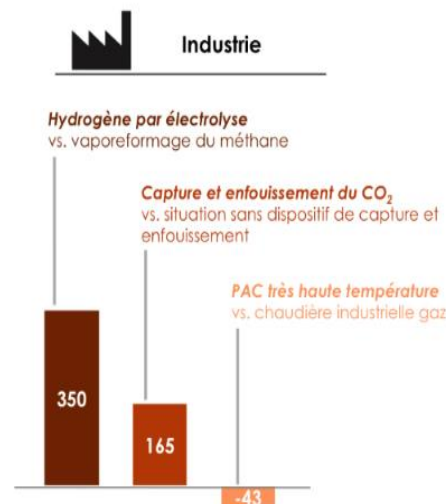
Répartition des émissions de CO₂e du secteur de l'industrie manufacturière et construction en France (Métropole et Outre-mer UE)



Cependant, l'essentiel de la baisse semble résulter de la chute de la part de l'industrie dans le PIB.

Les coûts d'abattement calculés par Carbone 4 pour le secteur sont les suivants :

Figure 8. Coûts d'une tonne de CO₂e évitée pour les mesures industrie, pour un investissement en 2018
Unité : € HT/tCO₂e évitée



La pompe à chaleur très haute température représente un levier prometteur pouvant réduire les émissions de 5 MtCO₂eq/an et présentant un coût d'abattement négatif (moins cher donc que les méthodes de production actuelles de chaleur à très haute température), tandis que la production d'hydrogène par électrolyse ou la capture et séquestration du carbone pourrait représenter moins de 1 MtCO₂eq/an chacun.

4. Discussion sur les différents coûts d'abattement du CO₂

A la lumière des différents résultats présentés, plusieurs constats apparaissent.

Valeur des coûts d'abattement du CO₂

L'évolution du mix électrique à horizon 2050 dépend entièrement des décisions prises en 2022. Différents mix électriques sont discutés, comportant des parts plus ou moins importantes d'énergies intermittentes.

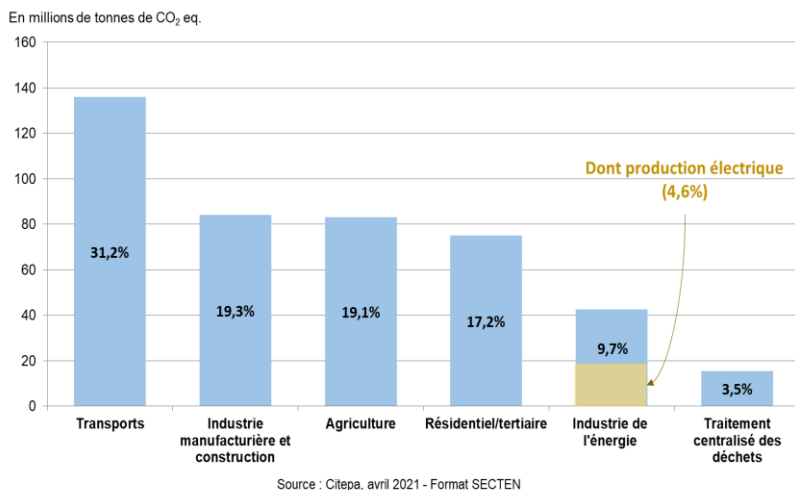
Une méthode efficace de comparaison de ces mix électriques peut se faire à l'aide des coûts d'abattement du CO₂. Dans cette fiche sont comparés au scénario de Belfort – qui constitue la trajectoire actuelle du mix français – des scénarios

plus nucléarisés et comportant moins d'EnRi. Les coûts d'abattement du CO₂ qui en résultent sont négatifs, démontrant la double efficacité de ces scénarios : en termes de coûts et d'émissions de GES. A l'instar de la situation actuelle, **la France à tout à gagner à maintenir une part importante de nucléaire dans sa production d'électricité afin de ne pas augmenter les coûts de production d'ici à 2050.**

A contrario, les calculs menés par Carbone 4 pour l'année 2018 pour les secteurs du bâtiment, des transports et de l'industrie démontrent bien que les mesures à prendre pour décarboner ces secteurs représentent un surcoût (sauf pour les pompes à chaleur à très haute température). **Ce sont ces secteurs qui nécessiteront le plus de moyens à horizon 2050.**

Potentiels de décarbonation de chaque secteur

Répartition sectorielle des émissions de gaz à effet de serre en France en 2019



En 2019, le secteur de la production électrique a émis 19,9 Mt de CO₂eq parmi les 436 MtCO₂eq à l'échelle nationale, à l'aide d'un mix électrique décarboné à 93%. **Toute décarbonation supplémentaire semble illusoire, dès lors que l'ajout de capacités**

intermittentes ne fait qu'accroître la dépendance aux moyens de secours pilotables (qui sont fossiles) en l'état actuel du réseau électrique (pas de stockage à grande échelle, pilotage de la demande limitée, etc...).

Inversement, les secteurs des transports, de l'industrie ou du résidentiel/tertiaire sont très émetteurs et représentent des gisements de **réduction importants**. Ainsi, à l'aide de mesures prioritaires comme évoquées ci-dessus, il serait possible de réduire les émissions de plusieurs dizaines de mégatonnes par an d'ici 2030.

CONCLUSION

2 conclusions se dégagent de ces analyses :

- Une stratégie efficiente de décarbonation de notre économie est d'investir dans la décarbonation des secteurs non électriques, compte tenu de leurs potentiels de réduction des émissions de GES.

- Le maintien du niveau élevé de décarbonation atteint par le mix électrique français passe par des investissements dans le nucléaire (prolongation des réacteurs en exploitation, nouveaux réacteurs de type EPR 2) : le scénario le plus économique comme il ressort de [l'étude de modélisation](#) réalisée par le cabinet Roland Berger, qui a pour effet collatéral un impact positif sur la décarbonation de l'industrie y compris dans l'option hydrogène.



WWW.CEREME.FR

CONTACT@CEREME.FR
63, RUE LA BOETIE
75008 PARIS