

Les coûts d'abattement

Partie 1 – Méthodologie

Rapport de la commission présidée par
Patrick Criqui



LES COÛTS D'ABATTEMENT

Partie 1 – Méthodologie

Rapport de la commission
présidée par **Patrick Criqui**

Rapporteurs

Stéphane Crémel, Direction générale du Trésor

Aude Pommeret, France Stratégie





PRÉSENTATION

Suite à la signature de l'Accord de Paris en 2015, la France s'est engagée à atteindre la neutralité carbone à horizon 2050. La Stratégie nationale bas carbone (SNBC), révisée tous les cinq ans, constitue la feuille de route française pour lutter contre le changement climatique : elle détaille les actions à mettre en œuvre dans chaque secteur. Le présent travail vise à fournir des outils méthodologiques dans la perspective de l'élaboration de la troisième SNBC.

Les coûts d'abattement des différentes solutions de décarbonation, c'est-à-dire leur coût rapporté aux émissions évitées, sont en effet une donnée essentielle pour l'élaboration d'une stratégie climat efficace. Le recours au coût d'abattement socioéconomique permet de hiérarchiser les actions de décarbonation et d'identifier celles susceptibles de maximiser les réductions effectives d'émissions de gaz à effet de serre, à niveau d'effort donné pour la collectivité. La comparaison du coût d'abattement à la valeur de l'action pour le climat (VAC)¹ établit l'efficacité socioéconomique d'une action. Elle doit par ailleurs permettre de s'assurer que le niveau d'effort consenti reste proportionné au regard de la trajectoire nationale de réduction des émissions vers la neutralité carbone en 2050.

Suite au rapport de la commission Quinet sur la valeur de l'action pour le climat en février 2019, qui faisait le constat de la nécessité « de poser un cadre méthodologique clair et partagé pour pouvoir évaluer le coût d'abattement socioéconomique des différentes actions », la commission sur les coûts d'abattement des émissions de gaz à effet de serre a été installée en septembre 2019. Présidée par Patrick Criqui, directeur de recherche émérite au CNRS, elle est composée d'économistes et d'experts sectoriels.

L'objectif des travaux de la commission est triple :

- préciser le sens (ou les) sens que l'on donne au « coût d'abattement » et définir un cadre méthodologique partagé pour les calculs de ces coûts ;

¹ 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.

- expliquer l'interprétation qui peut être faite d'une évaluation des coûts d'abattement en fonction du mode de calcul retenu, en particulier préciser comment elle peut être comparée à la valeur de l'action pour le climat ;
- présenter les coûts d'abattement harmonisés d'une série de technologies ou d'actions pour la réduction des émissions ainsi que l'utilisation qui pourrait en être faite au service des politiques climatiques et les limites de ces utilisations.

Cette première partie méthodologique explicite le concept et les méthodes de calcul des coûts d'abattement socioéconomiques. Les travaux de la commission seront ensuite publiés de façon séquentielle. Suivront ainsi des parties thématiques présentant des illustrations des coûts d'abattement pour six grands secteurs : transports, électricité, hydrogène, bâtiment, industrie et agriculture.

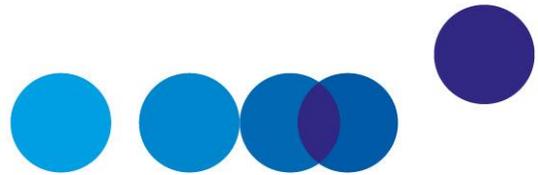


TABLE DES MATIÈRES

Synthèse	7
Introduction	19
Chapitre 1 – Un indicateur d’efficience, cohérent avec la théorie de l’investissement	23
1. Analyse préliminaire	23
2. Un calcul cohérent avec la théorie économique de l’investissement, fondée sur le calcul de la valeur actualisée nette	24
2.1. Le coût d’abattement « en budget carbone » : un coût d’abattement « intrinsèque »	26
2.2. Le coût d’abattement « ajusté à la VAC » : un coût d’abattement se référant à la SNBC.....	29
2.3. Le coût d’abattement « à valeur sociale du carbone constante », un calcul sans anticipation..	30
3. D’une méthode à l’autre	31
4. Un exemple : véhicule hybride, véhicule électrique et véhicule thermique	34
5. Conclusions préliminaires	36
Chapitre 2 – Mise en œuvre pratique	39
1. Le choix de la situation de référence	39
2. L’évaluation en pratique du surcoût socioéconomique.....	42
2.1. Surcoût (privé) pour le porteur de l’action.....	42
2.2. Terme correctif de l’impact sur les finances publiques.....	46
2.3. Coûts externes (et prise en compte des cobénéfices).....	47
Chapitre 3 – Replacer les coûts dans une perspective plus large	51
1. Définir les gisements de manière pertinente.....	51
2. La prise en compte du volume des gisements : un indicateur complémentaire et nécessaire	54
3. L’importance d’une mise en perspective dynamique.....	56
Chapitre 4 – Synthèse méthodologique et recommandations	59

ANNEXES

Annexe 1 – Membres de la commission et personnes auditionnées	63
Annexe 2 – Illustration numérique du choix entre véhicule hybride et véhicule électrique	65



SYNTHÈSE

Objectifs et approche de la commission

À la suite de l'accord de Paris, la France s'est fixé, dans son plan climat de 2017, l'objectif d'atteindre la neutralité carbone à l'horizon 2050. Pour atteindre cet objectif ambitieux, tous les secteurs, et en particulier les plus émetteurs de gaz à effet de serre (GES) – bâtiment, transport, industrie, énergie, agriculture – doivent opérer une transition profonde et déployer de nouvelles solutions à basses ou zéro émissions de GES. La Stratégie nationale bas carbone (SNBC) et la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE), qui sont révisées tous les cinq ans, donnent pour chaque secteur les orientations pour atteindre les objectifs d'atténuation.

Pour guider les choix des solutions à déployer et s'assurer de leur efficacité économique, il convient de rapporter le coût des différents projets à une valeur sociale du carbone évité (VSC, en €/tCO₂eq), qui correspond à l'effort que la société dans son ensemble est prête à engager pour la réduction des émissions de gaz à effet de serre.

Le rapport Quinet en 2019¹ a proposé un tel cadre de référence en identifiant la VSC associée à la SNBC : cette valeur de référence spécifique a été nommée dans le rapport « valeur de l'action pour le climat » ou VAC. Elle doit permettre la prise en compte ou l'internalisation, dans les choix d'investissements publics ou privés, du nécessaire effort collectif pour la réduction des émissions, selon les objectifs de la SNBC. Elle permet également de classer et de sélectionner les actions à mettre en œuvre pour atteindre au moindre coût les objectifs de décarbonation : toutes les actions dont le coût unitaire est inférieur à la valeur de l'action pour le climat sont souhaitables du point de vue de la collectivité et doivent donc être mises en œuvre.

Pour identifier de manière rigoureuse ces actions, il est ainsi essentiel de connaître précisément les coûts d'abattement des différentes solutions, c'est-à-dire leur coût total,

¹ 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.

rapporté aux émissions évitées. Le rapport de cette commission sur les coûts d'abattement constitue donc une nouvelle étape des réflexions engagées en France pour structurer, en termes économiques, l'élaboration des politiques de réduction des émissions. Il vise notamment à répondre aux recommandations du rapport Quinet (2019) qui préconisait :

- de normaliser les règles de calcul des coûts d'abattement afin de pouvoir comparer le coût des différentes actions sectorielles entre elles et par rapport à la VAC ;
- de mieux prendre en compte les cobénéfices de ces actions, du fait de la réduction des coûts environnementaux, de la diminution des coûts pour la santé ou de la réduction des dépendances extérieures ;
- d'évaluer l'ordre dans lequel ces actions ont vocation à être déployées pour atteindre l'objectif de neutralité carbone en 2050 de la manière la plus efficace possible.

Les travaux portant sur la VAC s'étaient appuyés sur la mobilisation de modèles économiques pour calculer le « signal-prix » associé à la recherche de la neutralité carbone en 2050 (ce signal-prix devant être distingué d'une éventuelle fiscalité carbone). L'approche de la commission sur les coûts d'abattement est différente et complémentaire, dans la mesure où elle vise :

- à définir un cadre méthodologique cohérent pour évaluer, au cas par cas, les actions de décarbonation à l'aide d'un indicateur en euros par tonne évitée (€/tCO₂eq) ;
- à appliquer cette méthodologie à une sélection d'actions de décarbonation sectorielles bien identifiées.

Alors que l'approche par la VAC visait à calculer une valeur générique pour évaluer l'ensemble des actions sectorielles associées à la SNBC (approche *top-down*), l'approche adoptée par la commission identifie des actions sectorielles précises, tente de calculer leurs coûts anticipés et éventuellement les compare au référentiel que constitue la VAC (approche *bottom-up*).

Les principes

La notion de coût d'abattement socioéconomique d'une action de décarbonation renvoie à un coût unitaire, du point de vue de la collectivité, de la réduction des émissions de GES. Il s'agit de rapporter le coût de mise en œuvre de l'action au volume total des émissions de GES évitées : ce coût d'abattement est donc exprimé en €/tCO₂eq.

En théorie de l'investissement, le coût de « l'option de projet » est toujours appréhendé par comparaison avec le coût de la situation sans projet ou « option de référence ». Il est alors possible de rapporter le surcoût induit par l'option de projet au volume des émissions

qu'elle permet d'éviter. Pour une référence donnée, le coût d'abattement (CA) constitue un indicateur d'efficacité qui permet d'identifier les solutions de moindre coût.

$$CA = \frac{\text{Surcoût de l'option étudiée par rapport à la référence}}{\text{Volume d'émissions évitées par l'option étudiée par rapport à la référence}} \quad (1)$$

Au numérateur, la nature du surcoût est intrinsèquement liée à la perspective retenue pour l'évaluation. En particulier, les éléments de coût pris en compte et les valeurs qui leur sont attribuées peuvent être très différents selon que le point de vue est celui des pouvoirs publics ou celui d'un décideur privé (ménage ou entreprise). On notera en particulier que le surcoût doit en principe tenir compte des coûts sociaux ou des cobénéfices associés au projet.

Au numérateur comme au dénominateur, et bien qu'il s'agisse dans ce dernier cas de quantités physiques, la question de la « valeur actuelle » des coûts et des réductions, à différents horizons de temps futurs, se pose. On le verra, cette question est déterminante pour l'élaboration et le choix des méthodes de calcul.

Trois méthodes de calcul cohérentes, mais différentes selon les hypothèses sur l'actualisation des émissions évitées

Selon la théorie économique de l'investissement, le calcul de la valeur actualisée nette (VAN) d'un projet permet de déterminer si sa réalisation est créatrice nette de valeur, par rapport à une situation de référence. Il s'agit de comparer l'ensemble des bénéfices actualisés induits sur sa durée de vie avec les coûts actualisés de sa mise en œuvre.

Le coût d'abattement « en budget carbone »

La littérature économique utilise en général une formulation mathématique du coût d'abattement socioéconomique qui découle le plus directement de la définition donnée ci-dessus. Elle consiste à mettre au numérateur le surcoût socioéconomique actualisé associé au projet sur toute sa durée de vie et au dénominateur le volume total des émissions qu'il permet d'éviter. Cette solution revient à considérer que la valeur d'une tonne de CO₂ évitée est indépendante de la date à laquelle elle est évitée : une tonne évitée demain ou après-demain a la même valeur qu'une tonne évitée aujourd'hui¹.

¹ Cette formule peut être présentée alternativement comme l'actualisation des émissions évitées, au moyen d'une valeur sociale du carbone (VSC) qui croît au même rythme que le taux d'actualisation, présentation qui sera utile par la suite.

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^1_i est le coût d'abattement « en budget carbone » du projet i
- $\Delta C_{i,t}$ 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
- $\Delta E_{i,t}$ 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

Cette formule générique est utile pour comparer deux technologies entre elles comme pour des comparaisons internationales des coûts d'abattement. Comme elle ne fait pas intervenir la VAC, les coûts d'abattement obtenus ne lui sont pas contingents et n'auront pas à être recalculés en cas de révision de la VAC.

Néanmoins, ces coûts d'abattement (notés CA^1_i) ne sont pas de ce fait directement comparables à la VAC et ne peuvent donc pas être utilisés tels quels pour juger de l'efficacité socioéconomique d'une action dans le cadre de la trajectoire française de réduction des émissions, telle que définie par la SNBC.

Le coût d'abattement « ajusté à la VAC » ou pour une VSC augmentant au même taux que la VAC

Si l'on tient compte du contexte spécifique que constitue la SNBC et la VAC qui lui est associée, l'application de la théorie de l'investissement conduit à une deuxième formule de calcul du coût d'abattement qui, elle, dépend de la trajectoire de la VAC sur la période de l'investissement.

Méthode 2 – Coût d'abattement « ajusté à la VAC » à comparer avec la VAC_0 initiale

$$VAN_{SE,i} = - \sum_{t=0}^{N-1} \frac{\Delta C_{i,t} + VAC_t \times \Delta E_{i,t}}{(1+r)^t} > 0$$

⇔

$$CA^2_i = - \frac{\sum_{t=0}^{N-1} \frac{\Delta C_{i,t}}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^{N-1} \frac{VAC_t}{VAC_0 (1+r)^t} \Delta E_{i,t}} < VAC_0$$

Où :

- $VAN_{SE,i}$ est la valeur socioéconomique actualisée nette du projet i
- CA^2_i est le coût d'abattement « ajusté à la VAC » du projet i
- VAC_t est la valeur de l'action pour le climat à la date t
- VAC_0 est la valeur de l'action pour le climat à la date de lancement du projet
- $\Delta C_{i,t}$ 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
- $\Delta E_{i,t}$ est la variation d'émissions de GES du projet i par rapport à l'option de référence à la date t

Le coût d'abattement ainsi obtenu présente l'intérêt de pouvoir être directement comparé à la VAC à la date de l'investissement pour juger de la rentabilité socioéconomique du projet. On désignera par la suite ce CA^2_i comme le coût d'abattement « ajusté à la VAC ». Ainsi, en 2030, toutes les actions dont le coût d'abattement ajusté à la VAC sera inférieur à 250 €/tCO₂eq devront avoir été déployées pour assurer le respect de la trajectoire de décarbonation française.

Cette formule serait équivalente au coût d'abattement « budget carbone » si la VAC croissait au même rythme que le taux d'actualisation. C'est le cas à partir de 2040, mais de 2020 à 2040 la VAC calculée dans le rapport Quinet de 2019 augmente sensiblement plus vite que le taux d'actualisation : la commission Quinet a fait le choix, pour assurer le respect de la SNBC, de partir d'une VAC initiale faible, correspondant au niveau actuel de

la fiscalité carbone, mais croissant plus vite que le taux d'actualisation jusqu'en 2040. Cette formule peut ainsi présenter des difficultés d'interprétation, en particulier parce que deux investissements avec des caractéristiques de coûts et de réduction d'émissions identiques mais réalisés à deux dates différentes n'auront ainsi pas le même coût d'abattement : plus précisément, le coût d'abattement « ajusté à la VAC » est d'autant plus faible que la mise en œuvre est précoce, alors que le coût d'abattement « budget carbone » est indépendant de la date de mise en œuvre (toutes choses égales par ailleurs concernant les coûts et les émissions évitées, bien sûr).

Par ailleurs, les coûts d'abattement obtenus avec cette formule présentent l'inconvénient d'être spécifiques à la France et ne peuvent donc pas être comparés à ceux de la littérature internationale.

D'une méthode à l'autre

De manière générale, le classement des projets selon les coûts d'abattement calculés par les méthodes « en budget carbone » et « ajustée à la VAC » ne peut être considéré comme donnant des résultats identiques, car l'évaluation monétaire de ces bénéfices climatiques diffère, en particulier selon leur répartition dans le temps.

Pour autant, dans le cas particulier où deux projets permettent des baisses d'émissions réparties de manière homogène dans le temps, les deux méthodes de calcul sont équivalentes – à un coefficient multiplicatif près. Ce dernier ne dépend que de la date de mise en œuvre et de la durée de vie du projet. Ainsi par exemple, pour un investissement d'une durée de vie de 30 ans, à mettre en œuvre en 2030 le coût d'abattement « en budget carbone » sera évalué comme 25 % supérieur au coût d'abattement « ajusté à la VAC » :

$$CA^2_i = 0,8 \times CA^1_i \text{ pour un projet de 30 ans débutant en 2030}$$

En revanche, les classements des projets selon leur coût d'abattement ou selon leur valeur socioéconomique mesurée par la VAN associée ne sont pas équivalents. En effet :

- le coût d'abattement est un indicateur « intensif » qui détermine le surcoût collectif à consentir pour obtenir un bénéfice climatique unitaire à travers un projet donné ; il mesure donc un effet levier et permet d'identifier les gestes les plus créateurs de valeur pour la collectivité, pour un niveau d'effort donné ;
- à l'inverse, la VAN est un indicateur « extensif » qui mesure la valeur supplémentaire totale créée pour la collectivité, indépendamment du niveau d'effort nécessaire pour mettre en œuvre le geste.

On peut faire ici l'analogie avec les indicateurs permettant d'évaluer la pertinence socioéconomique des grands projets d'investissement public de l'État. On documente

généralement ces choix à l'aide notamment d'indicateurs tels que la « VAN socioéconomique par euro public investi » (indicateur intensif) et la « VAN socioéconomique totale » (indicateur extensif).

Calcul socioéconomique pour la collectivité et calcul pour un décideur privé

Dans un calcul économique privé, il n'y a *a priori* pas de raison de supposer que la trajectoire de valorisation des réductions d'émissions sur la durée de vie de l'investissement étudié sera anticipée par le décideur. Dans ce contexte, certains jugent pertinent d'utiliser, pour calculer les coûts d'abattement privés, une troisième méthode, dans laquelle les émissions au dénominateur sont actualisées. Cette formule donne plus de poids aux réductions d'émissions à court terme, puisqu'elle conduit à réduire la valeur des réductions d'émissions à moyen et long terme.

Méthode 3 – Coût d'abattement « à VSC constante »

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

Où :

- CA^3_i est le coût d'abattement « en budget carbone » du projet i
- $\Delta C_{i,t}$ 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
- $\Delta E_{i,t}$ est la variation d'émissions de GES du projet i par rapport à l'option de référence à la date t

La formule de coût d'abattement « à VSC constante », noté CA^3_i , correspond à une situation dans laquelle c'est la valeur du carbone initiale qui valorise les réductions d'émissions sur toute la durée de vie du projet, et non une valeur augmentant au taux

d'actualisation ou au rythme de la VAC¹. Contrairement à la formule « en budget carbone » la méthode sans anticipation de la hausse de la VSC conduit à une moindre valeur des réductions futures, du simple fait de l'actualisation. Les coûts d'abattement ainsi évalués pourront être dans ce cas interprétés comme les signaux-prix carbone constants (ou anticipés comme tels) qui permettraient de déclencher les gestes considérés par les agents économiques, avec leur taux d'actualisation propre. Cette formule fait toutefois l'hypothèse que le décideur n'anticipe aucune évolution de la valorisation des émissions de carbone, ce qui est bien entendu discutable. Le coût d'abattement « à VSC constante » n'anticipant pas d'augmentation de la VSC initiale sur la durée de vie de l'investissement, le coût d'abattement ainsi mesuré est supérieur au coût d'abattement « en budget carbone », et donc *a fortiori* au coût d'abattement « ajusté à la VAC ».

Le choix de la situation de référence

Ce choix a un impact très important sur les résultats obtenus. En toute rigueur, il convient de considérer en référence un service équivalent, caractérisé en général par l'association d'un équipement et d'un usage. Cependant, dans certaines actions, l'intensité d'usage peut se trouver modifiée, par exemple en présence d'un effet rebond. Les différentes situations à comparer devront alors être bien caractérisées.

Par exemple, pour calculer le coût d'abattement associé au passage d'un véhicule thermique à un véhicule électrique, il faudra tenir compte de modalités d'utilisation du véhicule éventuellement différentes. De la même manière, dans un logement bénéficiant d'une rénovation énergétique, les gains de consommation théoriques peuvent être en partie compensés par une augmentation de la consigne de chauffage conduisant à une amélioration du confort pour les habitants.

En outre, dans de nombreux cas, des effets systémiques apparaissent lorsque les solutions sont déployées à une échelle non marginale. Pour déterminer le coût d'abattement associé au passage d'une technologie fossile à une technologie renouvelable de production d'électricité, il sera facile de comparer le coût de production actualisé d'une centrale à gaz et celui d'une éolienne, prises isolément. Mais si le cadre de référence suppose un développement massif des énergies renouvelables variables « non commandables », alors il faudra prendre en compte d'autres éléments comme les facteurs de charges et surtout les coûts systèmes : coûts de raccordement, coûts d'équilibrage sur le réseau et coûts de profil de production.

¹ On peut rapprocher cette méthode de celle la plus souvent adoptée dans les calculs de coût actualisé de production de l'électricité (*levelized cost of electricity* – LCOE), lorsque les coûts utilisés sont des coûts instantanés, éventuellement projetés à un horizon de temps futur.

Les composantes du surcoût

On distinguera typiquement trois grandes composantes du surcoût socioéconomique associé à la mobilisation d'un gisement de réduction d'émissions : le surcoût privé, le coût d'opportunité pour les finances publiques (lié notamment aux changements dans les recettes fiscales), enfin l'ensemble des coûts externes engagés ou évités par le projet. Le principe général de la formule de calcul est alors :

$$\text{Coût d'abattement} = \frac{\text{Surcoût privé pour le porteur de l'action de décarbonation} + \text{Terme correctif de l'impact FiPu} + \text{Coûts externes}}{\text{Emissions évitées}}$$

Le surcoût privé est celui supporté par le porteur de l'action de décarbonation, par exemple le particulier qui achète un véhicule électrique plutôt que thermique ; l'entreprise qui rénove thermiquement son parc de bureaux ; ou encore l'énergéticien qui étend ses moyens de production en investissant dans un champ éolien plutôt que dans une nouvelle centrale thermique à gaz.

Le terme d'« impact sur les finances publiques » consiste en réalité à corriger le surcoût privé de l'effet des subventions et dépenses ou avantages fiscaux, qui constituent des transferts neutres du point de vue de la collectivité dans son ensemble.

Le surcoût – ou le bénéfice externe – pour la collectivité consiste principalement en la somme des externalités induites ou évitées par la mise en œuvre de l'action, par exemple la diminution de la congestion et des pollutions qui sont associées au report modal de la voiture vers les modes actifs ou la réduction de la pollution de l'air associée au passage d'un chauffage à bois en foyer ouvert vers une pompe à chaleur.

Les gisements d'abattement

Les gisements de réduction peuvent être identifiés par grand secteur d'activité. On peut définir un gisement de réduction des émissions comme un ensemble d'actions, de toute nature – substitution technologique, évolution comportementale, organisationnelle – permettant de réduire le volume des émissions de GES par rapport à une situation de référence. Un gisement de réduction se caractérise notamment par son potentiel, qui correspond au volume total des émissions évitables du fait de cette action. Il est classiquement exprimé en tCO₂eq ou tCO₂eq/an.

Ces gisements renvoient à trois leviers principaux pour la réduction des émissions : la baisse de la demande de services énergétiques relevant de principes de sobriété,

qu'elle soit individuelle ou collective ; la réduction des consommations d'énergie induite par une plus grande efficacité technique ; et la décarbonation des sources et des vecteurs énergétiques.

Le raisonnement en coûts d'abattement et la hiérarchisation des actions de décarbonation concurrentes sur la base d'un indicateur prenant en compte les potentiels en volume permet de maximiser les réductions effectives d'émissions pour un niveau d'effort donné de la collectivité considérée (approche intensive).

Le calcul de la VAN, qui appréhende l'intégralité de la création de valeur, vient alors compléter utilement celui du coût d'abattement afin d'intégrer la dimension « potentiel de gisement », notamment s'il est susceptible de croître dans le temps (approche extensive). L'existence d'effets d'échelle et d'effets d'apprentissage explique pourquoi il est parfois nécessaire de financer des actions non immédiatement rentables afin de favoriser le développement technologique ou la baisse des coûts. On distinguera alors :

- les gisements socioéconomiquement rentables à court terme et ceux qui ne le sont pas (c'est-à-dire dont les coûts d'abattement sont respectivement significativement inférieurs ou supérieurs à la VAC) ;
- parmi les gisements non encore rentables aujourd'hui, ceux dont les perspectives d'évolution des coûts, à moyen et long terme, laissent pressentir qu'ils pourraient le devenir ;
- aux différents horizons de temps, les gisements rentables sans intégrer les cobénéfices et ceux dont la rentabilité résulte de la prise en compte d'objectifs de politiques publiques autres que climatiques (réduction des externalités environnementales, etc.).

Éléments d'une doctrine

Au-delà d'une apparente simplicité, le concept de coût d'abattement soulève donc de redoutables difficultés dans la définition des coûts à prendre en compte, des méthodes de calcul à appliquer, des interactions et effets systémiques à considérer.

Cette première partie méthodologique¹ examine en détail toutes ces questions. **Elle fait donc apparaître trois méthodes possibles pour le calcul : le coût d'abattement « en budget carbone », le coût d'abattement « ajusté à la valeur de l'action pour le**

¹ Des chapitres sectoriels, présentant des calculs de coût d'abattement dans les transports, la production électrique, la production et l'usage d'hydrogène, la rénovation thermique des bâtiments, l'industrie et l'agriculture seront publiés à la suite de cette partie méthodologique.

climat » et enfin le coût d'abattement « à valeur sociale du carbone constante ». Chacune de ces méthodes peut être pertinente, en fonction du contexte.

Compte tenu des objectifs poursuivis par la commission, il nous semble possible de privilégier de manière générale la méthode du coût d'abattement « en budget carbone » : c'est celle qui se rapproche le plus de la perspective d'une évaluation robuste et d'une comparaison cohérente, y compris à l'international, des différentes options stratégiques pour la réduction des émissions, dans les différents secteurs. Elle propose en quelque sorte une évaluation des coûts d'abattement « intrinsèque » et robuste car elle ne dépend pas de la VAC, qui, comme le recommande le rapport Quinet (2019), est amenée à être révisée régulièrement. L'approche par les coûts d'abattement « en budget carbone » est donc complémentaire mais indépendante des travaux déjà menés, avec d'autres méthodologies et d'autres outils, sur l'économie des stratégies de réduction des émissions.

Cependant, cette approche n'est pas sans rencontrer des limites, en particulier lorsque les choix d'investissement considérés s'inscrivent dans un processus de transformation radicale des systèmes sociotechniques. Le plus souvent, la comparaison terme à terme de deux solutions technologiques – l'option de projet et l'option de référence – apportera des enseignements très utiles sur la nature et l'ampleur des coûts et des impacts respectifs. **Cependant, elle ne rendra que très incomplètement compte des effets systémiques dans la transition environnementale** – effets que seules des modélisations technico-économiques, à la fois globales et détaillées, peuvent tenter d'approcher.

Les calculs des coûts d'abattement « en budget de carbone » gagnent donc à être replacés dans une perspective globale. C'est dans une certaine mesure ce que cherche à faire le calcul « ajusté à la VAC » puisqu'il resitue le calcul du coût d'abattement associé à une option sectorielle par rapport à une valeur de référence, la VAC, estimée en fonction de la Stratégie nationale bas carbone qui constitue le cadre d'ensemble de la politique climatique.

Cette politique se doit évidemment d'identifier les options efficaces du point de vue de la collectivité, et c'est l'objectif des travaux de la commission sur les coûts d'abattement. Mais pour analyser les actions à entreprendre pour la mise en œuvre concrète dans les décisions des acteurs décentralisés, il peut être nécessaire d'analyser les coûts d'abattement du point de vue des acteurs décentralisés – avec en particulier une vision « myope », par utilisation de la VSC au lancement du projet du fait d'une capacité d'anticipation limitée. L'écart entre des « décisions myopes » et ce qui serait utile et nécessaire du point de vue de la collectivité est une indication supplémentaire de la nécessité des politiques publiques et définit leur champ d'action.

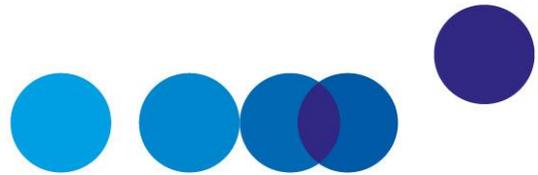
On voit donc comment le chantier qui a été ouvert devra probablement s'appuyer sur les différentes approches. **Leurs résultats sont différents, mais on notera qu'en termes pratiques et sous certaines conditions, l'ordre de mérite des différentes options sera préservé et que les équivalences entre les résultats sont assez directes**, ce qui pourra faciliter les applications des différentes démarches.

Quel usage des coûts d'abattement ?

La comparaison des coûts d'abattement de différentes solutions, entre eux et par rapport à la VAC, doit permettre de choisir les technologies les plus efficaces du point de vue de la collectivité, ainsi que l'ordre dans lequel les déployer.

Mais les coûts d'abattement socioéconomiques ne disent rien des outils de politique économique à mettre en œuvre pour faciliter le déploiement de ces différentes solutions. Le décideur public dispose d'un panel d'outils pour favoriser l'adoption d'une technologie – norme, subvention, taxe, marché de quotas – sur la pertinence desquels les coûts d'abattement ne nous renseignent pas. En particulier, ils ne doivent pas être interprétés comme indiquant le niveau de la taxe carbone à partir duquel une technologie serait adoptée. Il y a plusieurs raisons à cela :

- La taxe carbone n'est qu'un élément parmi d'autres qui modifient les prix relatifs des différentes technologies. Par exemple, s'agissant de l'automobile, il existe une taxation spécifique du carburant indépendamment de la taxe carbone, et un système de bonus-malus désincitant à l'achat de véhicules thermiques, si bien que le niveau de taxe carbone nécessaire à déclencher des changements de comportement peut être bien inférieur au coût d'abattement.
- À l'inverse, les coûts d'abattement présentés ici sont des coûts d'abattement socioéconomiques, calculés avec le taux d'actualisation public et intégrant des cobénéfices ou externalités pour la société. Or le taux d'actualisation privé est le plus souvent beaucoup plus élevé que le taux d'actualisation public et les acteurs privés ne valorisent pas de la même manière que la puissance publique les cobénéfices ou externalités négatives de leurs investissements.
- Enfin, dans de nombreux secteurs, la mesure des coûts d'abattement socioéconomiques intègre mal les coûts de transaction auxquels peuvent faire face les acteurs privés. Ces coûts expliquent en particulier pourquoi certains investissements, même s'ils sont théoriquement rentables du point de vue du décideur privé, ne sont pas mis en œuvre en pratique.



INTRODUCTION

Dans son plan climat de 2017, la France s'est engagée à atteindre la neutralité carbone à l'horizon 2050. L'atteinte de cet objectif entraînera des bouleversements profonds dans certains secteurs qui devront déployer des solutions peu ou pas émettrices de gaz à effet de serre (GES), qui sont aujourd'hui à des stades plus ou moins matures. Pour évaluer l'efficacité économique des solutions, la France doit se doter d'un nouveau cadre de référence et de nouveaux outils tenant compte de ses objectifs climatiques.

Le rapport Quinet (2019) sur la valeur de l'action pour le climat constitue le premier élément de cet arsenal d'évaluation. Il établit en effet la valeur sociale du carbone évité (VSC) associée à la trajectoire française de réduction des émissions. Cette valeur, appelée valeur de l'action pour le climat (VAC), correspond à l'effort que la société dans son ensemble est prête à engager pour la réduction des émissions de GES.

Cette valeur doit permettre de classer et de sélectionner les actions à déployer pour atteindre au moindre coût les objectifs de décarbonation : toutes les actions dont le coût d'abattement, c'est-à-dire le coût par tonne de CO₂e évitée, est inférieur à la valeur de l'action pour le climat – c'est-à-dire que leur mise en œuvre est rentable socioéconomiquement – sont souhaitables du point de vue de la collectivité.

La deuxième recommandation du rapport Quinet (2019) a constitué le point de départ des travaux de la commission sur les coûts d'abattement. La valeur de l'action climatique doit constituer

« ... la référence d'un cadre d'évaluation renforcé des actions de décarbonation :

- Normaliser, sous l'égide de France Stratégie, les règles de calcul des coûts d'abattement socioéconomiques, afin de pouvoir comparer les différentes actions sectorielles de décarbonation à la valeur de l'action pour le climat.
- Mieux prendre en compte, en sus de la décarbonation, les cobénéfices associés à la lutte contre le changement climatique : amélioration de la qualité de l'air et donc de la santé par réduction de la pollution locale, préservation et renforcement de la biodiversité ; meilleurs régimes alimentaires ; réduction de la sensibilité aux chocs pétroliers, voire avance technologique.

- Évaluer, sur la base de la trajectoire pluriannuelle proposée, l'ordre dans lequel ces actions ont vocation à être déployées pour atteindre l'objectif de neutralité carbone en 2050 de la manière la plus efficace possible, dans une logique de mise en cohérence des politiques publiques et d'accompagnement des transitions économiques et sociales. »¹

C'est principalement l'approche intégrée par les modèles qui avait permis de déterminer la VAC, signal « miroir » de l'atteinte de l'objectif de neutralité carbone en 2050. L'enjeu était alors d'établir une trajectoire de référence unique pour tous les secteurs, assise de manière implicite sur le niveau de l'ensemble des actions à mobiliser, permettant ultimement d'évaluer tous les différents gestes de manière décentralisée (en distinguant les efforts justifiés car présentant un coût unitaire inférieur à la VAC et ceux ne l'étant pas).

L'approche de la commission sur les coûts d'abattement est complémentaire dans la mesure où il s'agit :

1. de définir un cadre méthodologique pour caractériser, au cas par cas, les actions de décarbonation par un indicateur en €/tCO₂ et pouvoir évaluer leur pertinence socioéconomique à la lumière de la trajectoire de VAC ;
2. d'appliquer cette méthodologie à une sélection d'actions de décarbonation emblématiques.

Cette approche procède donc dans le sens opposé, en partant des technologies et des usages afin de comparer leurs coûts d'abattement au référentiel intégré qu'est la VAC (voir Graphique 1 page suivante).

L'approche privilégiée dans ce rapport sera donc « microfondée », parfois aussi dite « d'ingénieur ». Elle s'appuiera sur une segmentation fine des gisements et sur leur caractérisation détaillée par des hypothèses explicites. En revanche, l'approche par les modèles (en particulier sectoriels) pourra pallier certaines faiblesses, relatives notamment aux interdépendances / interactions entre mesures, et de s'assurer de la cohérence globale des résultats (le niveau de VAC permet-il bien de justifier d'un point de vue socioéconomique la mobilisation de gisements suffisants pour se placer sur une trajectoire de décarbonation compatible avec nos objectifs climatiques ?).

¹ 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.

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



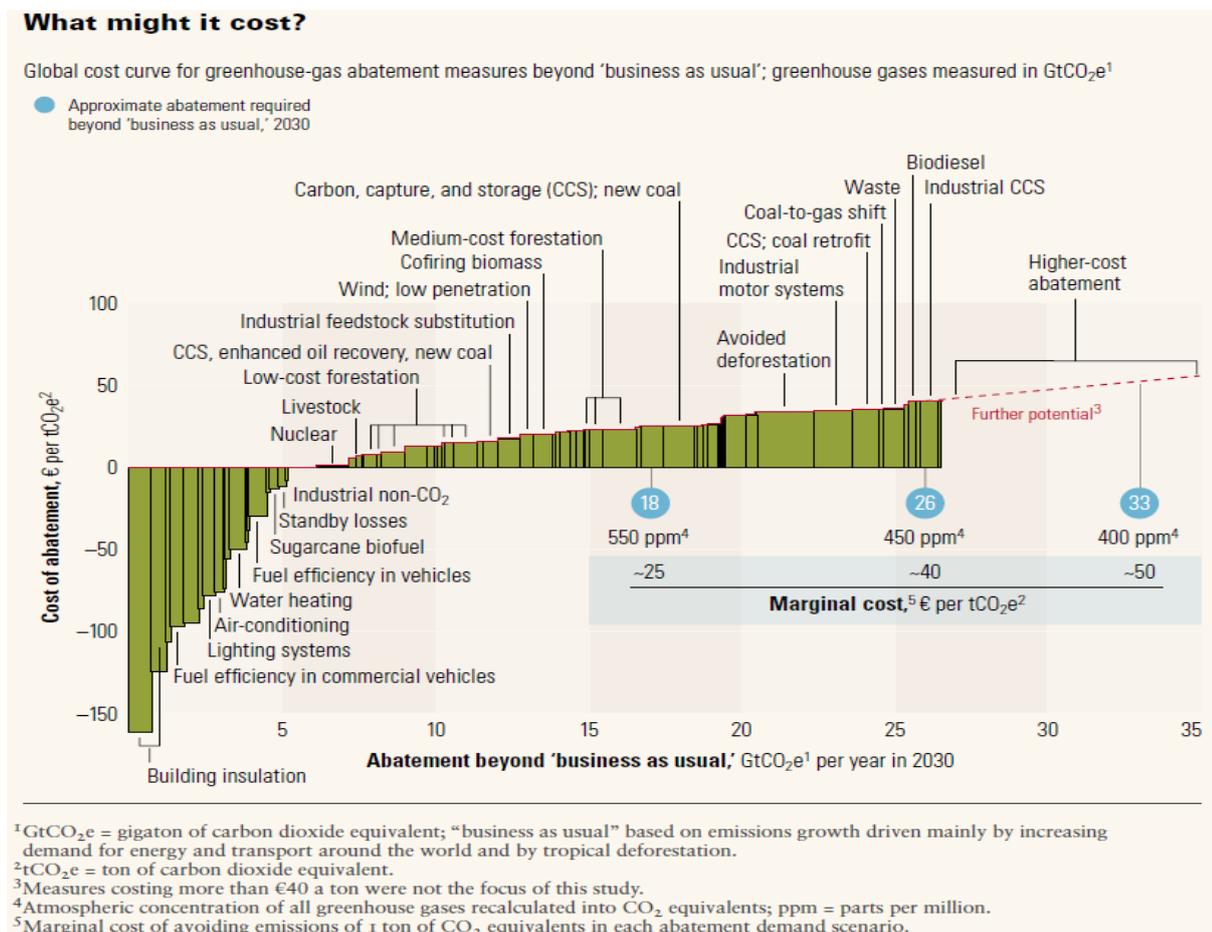
Source : commission sur les coûts d'abattement

À moyen terme, disposer d'un cadre méthodologique robuste pour évaluer de manière décentralisée les coûts d'abattement associés à différentes actions prépondérantes (à différents horizons de temps) pour la décarbonation de l'économie permettra de disposer de davantage d'éléments microfondés pour contribuer à d'éventuelles révisions de la SNBC et de la VAC.

La notion de coût d'abattement socioéconomique d'une action de décarbonation renvoie à un coût unitaire, du point de vue de la collectivité, de réduction des émissions de GES par l'action étudiée ; il s'agit de rapporter le coût de mise en œuvre de l'action (exprimé typiquement en euros) au volume d'émissions de GES qu'elle permet d'éviter (exprimé en tCO₂). Un coût d'abattement est donc exprimé en €/tCO₂. Nous verrons par la suite que la notion n'est pourtant pas univoque et que les valeurs obtenues, exprimées pourtant dans la même unité, peuvent masquer d'importantes différences en matière de choix méthodologiques. Elles doivent donc systématiquement être interprétées en tenant compte des modalités de calcul qui ont permis de les obtenir.

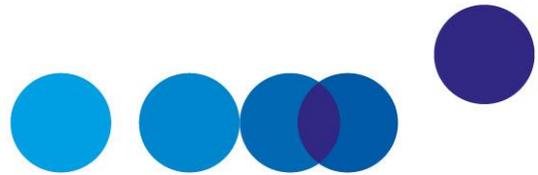
On rapproche fréquemment les données sur les coûts d'abattement et celles sur les potentiels d'émissions évitables, caractéristiques de différents gisements, dans des **courbes de coûts d'abattement marginaux croissants**. Ces outils ont été popularisés par des travaux de McKinsey au milieu des années 2000 et ont suscité un grand intérêt de la part des décideurs publics. Ils doivent néanmoins faire l'objet d'importantes précautions qui apparaîtront tout au long de ces pages.

Graphique 2 – Courbe de coûts marginaux d'abattement croissants, pour l'ensemble de l'économie mondiale à l'horizon 2030, dite courbe « à la McKinsey »



Note : les noms des gisements sont indiqués sur les étiquettes de données : « isolation des bâtiments », « efficacité énergétique des véhicules d'entreprises », etc. ; le coût d'abattement de chaque gisement se lit en ordonnée, en €/tCO_{2,e} ; les gisements sont juxtaposés de manière discrète par ordre de coût croissant : on peut lire l'abattement (annuel) cumulé permis en 2030 par l'activation de tous les gisements situés à gauche du point d'abscisse.

Source : « *A cost curve for greenhouse gas reduction* » de P.-A. Enkvist, T. Naucmér et J. Rosander dans *The McKinsey Quarterly* (2007)



CHAPITRE 1

UN INDICATEUR D'EFFICIENCE, COHÉRENT AVEC LA THÉORIE DE L'INVESTISSEMENT

1. Analyse préliminaire

En matière de politique de réduction des émissions, le coût d'abattement (CA) est un indicateur permettant de caractériser l'action que l'on cherche à évaluer en termes économiques (couramment désignée comme l'« option de projet » en théorie de l'investissement) par rapport à une situation dite de référence (« option de référence » en théorie de l'investissement). Cet indicateur est calculé en **rapportant le surcoût qu'induit l'option de projet au volume des émissions de GES qu'elle permet d'éviter**. À situation de référence donnée, il s'agit d'un indicateur d'efficacité utile pour identifier les solutions permettant d'éviter au moindre coût une unité d'émission. En première approche, on a donc :

$$CA = \frac{\text{Surcoût de l'option étudiée par rapport à la référence}}{\text{Volume d'émissions évitées par l'option étudiée par rapport à la référence}} \quad (1)$$

Au numérateur, la nature du surcoût est intrinsèquement liée à la perspective retenue pour l'évaluation :

- s'il s'agit de documenter un arbitrage auquel est confronté un agent privé, qui veut notamment évaluer le surcoût associé à un projet de décarbonation en tenant compte de son anticipation du signal-prix carbone, on retiendra au numérateur le surcoût économique privé tenant compte notamment de la fiscalité en l'état et actualisé à un taux reflétant la « préférence pour le présent » et le coût du capital pour l'agent concerné ;
- s'il s'agit d'éclairer la décision d'un décideur public (un « planificateur bienveillant »), de manière à identifier les gestes de décarbonation efficaces pour la collectivité dans son ensemble, on retiendra plutôt un surcoût socioéconomique, hors taxes (considérées comme des transferts entre agents, neutres du point de vue de la

collectivité au COFP¹ près) et tenant compte des externalités, en actualisant au taux public de 4,5 % actuellement en vigueur en France.

L'analyse d'un geste de décarbonation, d'un point de vue socioéconomique et d'un point de vue privé (c'est-à-dire microéconomique), apporte des informations différentes mais complémentaires, de même que l'évaluation socioéconomique et l'évaluation financière permettent de documenter de manière différente la sélection des projets d'investissement public.

En règle générale, on se placera ici dans une logique d'analyse socioéconomique, du point de vue de la collectivité, sauf lorsque l'on considèrera les éventuels écarts entre perspective publique et perspective des agents privés.

2. Un calcul cohérent avec la théorie économique de l'investissement, fondée sur le calcul de la valeur actualisée nette

Selon la théorie économique de l'investissement, le calcul de la valeur actualisée nette (VAN) d'un projet permet de déterminer si sa réalisation est créatrice nette de valeur, par rapport à la situation de référence, dans laquelle il ne serait pas mis en œuvre. **Il s'agit de comparer l'ensemble des bénéfices actualisés induits sur sa durée de vie avec les coûts actualisés de sa mise en œuvre.**

En pratique, la VAN se calcule en comparant les coûts généralisés actualisés (nets des avantages, donc potentiellement négatifs) de l'« option de projet » et de l'« option de référence ». Selon les composantes prises en compte dans le calcul des coûts et selon les options d'actualisation, on peut calculer une VAN privée aussi bien qu'une VAN socioéconomique. À nouveau, sauf mention contraire, on se référera ici à des VAN socioéconomiques, notées VAN_{SE}.

¹ Le coût d'opportunité des fonds publics (COFP) vise à rendre compte des effets distorsifs sur l'économie des prélèvements nouveaux qu'il sera nécessaire d'introduire pour compenser des pertes de recettes fiscales, induites ici par le projet étudié.

Encadré 1 – Les principes de théorie de l'investissement

Soient trois options à comparer pour rendre un même service économique (typiquement satisfaire une demande donnée de déplacement ou de chauffage), dont une situation de référence (indicée $i = 0$) et deux alternatives moins carbonées (indicées $i = 1$ et 2). On notera :

- $C_{i,t}$ la somme des coûts marchands (en particulier coûts d'investissement et de fonctionnement, dont le coût d'alimentation en combustible) et non marchands (en particulier coût des différentes externalités) hors externalités climatiques sous-jacents à l'option i à la date t ;
- $E_{i,t}$ la chronique d'émissions associée à chaque option i ;
- N la durée de vie (supposée identique) des équipements sous-jacents à chaque option i ;
- VSC_t la valeur sociale du carbone¹ utilisée pour valoriser monétairement les externalités climatiques du point de vue de la collectivité ;
- r le taux d'actualisation socioéconomique.

Le coût global actualisé socioéconomique (en $t = 0$ correspondant à la date de mise en œuvre de chaque option) de chacune des options i , noté CGA_i , s'écrit donc :

$$CGA_i = \sum_{t=0}^{N-1} \frac{C_{i,t} + VSC_t \times E_{i,t}}{(1+r)^t}$$

En notant $\Delta C_{i,t} = C_{i,t} - C_{0,t}$ et $\Delta E_{i,t} = E_{i,t} - E_{0,t}$, on a :

$$VAN_{SE,i} = - \sum_{t=0}^{N-1} \frac{\Delta C_{i,t} + VSC_t \times \Delta E_{i,t}}{(1+r)^t}$$

Ainsi, si la VAN_{SE} de l'option 1 est positive, elle permet de satisfaire le service rendu à un coût socioéconomique actualisé plus faible que l'option de référence notée 0 : elle a donc une valeur supérieure du point de vue de la collectivité. De même, si la VAN_{SE} de l'option 1 est supérieure à celle de l'option 2, la première sera préférable à la seconde pour la collectivité.

Par souci de cohérence avec la théorie de l'investissement, le coût d'abattement d'un projet (calculé à sa date de mise en œuvre, en $t = 0$) doit être défini de façon à ce que sa

¹ En toute généralité, on s'en tient à ce stade à la notion générique de valeur sociale du carbone (on aurait aussi pu parler, de manière équivalente, de « valeur tutélaire du carbone »). On précisera plus loin qu'en France, la valeur de l'action pour le climat (VAC) issue des travaux de la commission Quinet et présentée en 2019 est la trajectoire de référence utilisée comme valeur sociale (ou tutélaire) du carbone dans ce type d'évaluations.

comparaison à la VSC permette de déterminer le signe de la VAN socioéconomique. Or, comme la VSC est en toute généralité une trajectoire, **c'est la comparaison du coût d'abattement à sa valeur à la date de réalisation de l'investissement (notée VSC₀) qui doit permettre de déterminer le signe de la VAN_{SE}, ce qui implique que la croissance anticipée de la valeur sociale du carbone soit intégrée dans le calcul¹.** Le coût d'abattement d'une option i, noté CA_i, doit donc respecter les conditions suivantes pour tout i :

$$\begin{cases} CA_i < VSC_0 \Leftrightarrow VAN_{SE,i} > 0 \\ CA_i = VSC_0 \Leftrightarrow VAN_{SE,i} = 0 \end{cases} \quad (2)$$

2.1. Le coût d'abattement « en budget carbone » : un coût d'abattement « intrinsèque »

La formulation mathématique du coût d'abattement socioéconomique qui découle le plus immédiatement de la définition donnée en (1), notée CA¹, consiste à mettre au numérateur le surcoût socioéconomique actualisé associé au projet sur toute sa durée de vie et au dénominateur le volume total d'émissions qu'il permet d'éviter :

FORMULE 1

Coût d'abattement calculé « en budget carbone », ou niveau initial (VSC₀) de la VSC augmentant au taux d'actualisation public qui annulerait la VAN_{SE}

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

On a donc, en réécrivant (3) :

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

¹ Cette question ne se pose pas en ce qui concerne le taux de rentabilité interne : en effet, on le compare usuellement au taux d'actualisation public (ou au coût moyen pondéré du capital en analyse financière), qui est en général un paramètre constant (et non pas une trajectoire), pour déterminer le signe de la VAN.

Il apparaît donc que le coût d'abattement CA^1_i ainsi défini mathématiquement correspond au niveau de la valeur sociale du carbone à la date de réalisation du projet ($t = 0$) qui annule la VAN **si et seulement si la valeur sociale du carbone (utilisée pour calculer la VAN) croît elle-même au taux d'actualisation public.**

En termes d'interprétation qualitative, lorsque l'on place au dénominateur – comme en (3) – la somme totale des émissions évitées de l'option i sans tenir compte de leur chronique temporelle, **on fait l'hypothèse implicite que la valeur actuelle d'une réduction d'émissions est indépendante du moment où elle est réalisée.** Autrement dit, on raisonne selon une logique dite « de budget carbone » (seul compte le volume total d'émissions évitées) qui se traduit théoriquement par une valeur sociale du carbone respectant la règle de Hotelling, c'est-à-dire croissant au taux d'actualisation public. On observe donc sur ce cas particulier que le coût d'abattement ne respecte les conditions (2) de cohérence avec la théorie de l'investissement que si la manière dont il est calculé, et en particulier dont les émissions évitées sont agrégées au dénominateur, suit une logique compatible avec la manière dont celles-ci sont valorisées monétairement dans la VAN.

Dans la suite, on parlera de coûts d'abattement « en logique budget carbone » pour désigner les coûts d'abattement calculés selon la formule mathématique (3).

Encadré 2 – Cas général selon la forme de la trajectoire de la valeur sociale du carbone

Soit la forme mathématique la plus générale de la valeur sociale du carbone (VSC), avec un taux de croissance α_t variable dans le temps :

$$VSC_t = VSC_0 \times \prod_{j=0}^{t-1} (1 + \alpha_j)$$

On peut montrer que :

$$(2) \Leftrightarrow CA_i = - \frac{\sum_{t=0}^{N-1} \frac{\Delta C_{i,t}}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^{N-1} \frac{\Delta E_{i,t} \times \prod_{j=0}^{t-1} (1 + \alpha_j)}{(1+r)^t}} \quad (4)$$

La formule de calcul du coût d'abattement respectant les conditions de cohérence avec (2) pour toute option i corrige donc la somme des émissions évitées au dénominateur du différentiel entre le taux de croissance de la VSC et le taux d'actualisation socioéconomique. En pratique, le dénominateur n'est plus un volume physique d'émissions évitées sur la durée de vie du projet ; il s'agit de la somme actualisée des « bénéfices climatiques » évalués à l'aune de la VSC, convertie en un équivalent volume en divisant le résultat par VSC_0 .

Dans le cas où le taux de croissance de la VSC est constant dans le temps (noté α) et en faisant la double hypothèse que α et $r_{SE} \ll 1$, on a :

$$(2) \Leftrightarrow CA_i = - \frac{\sum_{t=0}^{N-1} \frac{\Delta C_{i,t}}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^{N-1} \frac{\Delta E_{i,t}}{(1+r-\alpha)^t}}$$

Au dénominateur de la formule de calcul du coût d'abattement directement compatible avec la théorie de l'investissement, on trouve donc les émissions évitées « actualisées » au taux défini comme l'écart entre le taux d'actualisation socioéconomique et le taux de croissance de la VSC de référence. Dans le cas où la VSC croît au taux d'actualisation socioéconomique (autrement dit respecte la règle de Hotelling), on retrouve bien la formule CA_i^1 définie en (3). On remarquera par ailleurs que dans le cas où la VSC croît à un taux supérieur au taux d'actualisation socioéconomique, les émissions évitées au dénominateur sont « sur-actualisées » : la somme obtenue est supérieure à la somme simple calculée au dénominateur de la formule (3).

En France, les travaux de la commission Quinet (2019) ont conduit à définir une trajectoire de référence pour la valeur sociale du carbone, dite « valeur de l'action pour le climat » (VAC_t), qui ne respecte pas strictement la règle de Hotelling. En effet, son taux de croissance α_t est variable et supérieur à 4,5 % jusqu'en 2040. Ce taux ne suit donc pas une logique « budget carbone » mais prend en compte, sur la base de travaux de modélisation essentiellement, le point de départ que constitue la composante carbone actuelle de la fiscalité énergétique, puis l'augmentation du niveau d'effort pour la collectivité qui est impliqué par la trajectoire de baisse des émissions prévue par la SNBC.

Si les émissions évitées sont valorisées à la valeur de l'action pour le climat, alors les coûts d'abattement « en logique budget carbone » (formule (3)) ne sont pas cohérents (autrement dit ne respectent pas les conditions (2)) avec la théorie de l'investissement socioéconomique. On a dans ce cas l'équivalence suivante :

$$\left\{ \begin{array}{l} VAN_{SE,i} > 0 \Leftrightarrow CA_i^1 < \frac{\sum_{t=0}^{N-1} \frac{\Delta E_{i,t} \times VAC_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^{N-1} \Delta E_{i,t}} \\ \\ VAN_{SE,i} = 0 \Leftrightarrow CA_i^1 = \frac{\sum_{t=0}^{N-1} \frac{\Delta E_{i,t} \times VAC_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^{N-1} \Delta E_{i,t}} \end{array} \right.$$

Pour déterminer le signe de la VAN, il est donc nécessaire, dans le cas général, de comparer le coût d'abattement « en logique budget carbone » à la moyenne, pondérée par la chronique des émissions évitées, de la trajectoire de VAC actualisée sur la durée de vie de l'équipement. Autrement dit, le seuil pour CA^1_i qui détermine si la VAN est positive est propre à chaque option i étudiée. Les coûts d'abattement CA^1_i ne sont alors pas directement comparables entre eux du point de vue de la théorie de l'investissement.

2.2. Le coût d'abattement « ajusté à la VAC » : un coût d'abattement se référant à la SNBC

Pour que l'indicateur de coût d'abattement soit cohérent (au sens de (2)) avec la théorie de l'investissement socioéconomique dans laquelle la VSC utilisée est la VAC, la formule de calcul (que l'on notera CA^2_i) doit être ajustée sur la base de la relation (4) de l'encadré 2 :

FORMULE 2

Coût d'abattement « ajusté à la VAC » à comparer avec la VAC_0

$$CA^2_i = - \frac{\sum_{t=0}^{N-1} \frac{\Delta C_{i,t}}{(1+r)^t}}{\frac{\sum_{t=0}^{N-1} \frac{\Delta E_{i,t} \times VAC_t}{(1+r)^t}}{VAC_0}} \quad (5)$$

Le résultat obtenu correspond à la valeur sociale du carbone à la date de réalisation de l'investissement qui, croissante au même taux variable que la VAC, annulerait la VAN. On désignera par la suite comme CA^2_i les coûts d'abattement « ajustés à la VAC ».

On remarquera notamment que :

- les CA^2_i sont à comparer à une référence unique (VAC_0) indépendante de l'option i pour déterminer le signe de la VAN : leur comparaison directe les uns par rapport aux autres reste donc cohérente avec la théorie de l'investissement socioéconomique :

$$\left\{ \begin{aligned} \text{VAN}_1 > \text{VAN}_2 &\Leftrightarrow \sum_{t=0}^{N-1} \frac{\Delta C_{1,t} + \text{VAC}_t \times \Delta E_{1,t}}{(1+r)^t} < \sum_{t=0}^{N-1} \frac{\Delta C_{2,t} + \text{VAC}_t \times \Delta E_{2,t}}{(1+r)^t} \\ &\Leftrightarrow 1 - \frac{1}{\text{CA}^2_1} < \frac{\sum_{t=0}^{N-1} \frac{\Delta C_{2,t}}{(1+r_{SE})^t}}{\sum_{t=0}^{N-1} \frac{\Delta C_{1,t}}{(1+r)^t}} - \frac{1}{\text{CA}^2_2} \frac{\sum_{t=0}^{N-1} \frac{\Delta C_{2,t}}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^{N-1} \frac{\Delta C_{1,t}}{(1+r)^t}} \\ &\Leftrightarrow \text{CA}^2_1 < \text{CA}^2_2 \text{ ssi } \Delta C_{2,t} = \Delta C_{1,t} \end{aligned} \right.$$

- comme évoqué dans l'encadré précédent, les coûts d'abattement « ajustés à la VAC » sont inférieurs aux coûts d'abattement « en logique budget carbone » ;
- à partir de 2040, dès lors que la VAC suit la règle de Hotelling et croît au taux d'actualisation socioéconomique de 4,5 %, les deux méthodes de calcul CA^1_i et CA^2_i convergent et conduisent aux mêmes résultats.

2.3. Le coût d'abattement « à valeur sociale du carbone constante », un calcul sans anticipation

Dans certaines évaluations économiques, on trouve aussi des coûts d'abattement socioéconomiques calculés avec une VSC constante dans le temps. On notera CA^3_i les coûts d'abattement issus de cette formule :

FORMULE 3

Coût d'abattement à comparer avec une VSC constante

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

On a donc en particulier :

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

Il apparaît donc que **le coût d'abattement CA^3_i correspond à la valeur sociale du carbone constante (égale à sa valeur à la date de réalisation du projet, à savoir $t = 0$) annulant la VAN**, c'est-à-dire que cette définition du coût d'abattement vérifie les conditions de cohérence (2) dans le cas général si et seulement si la valeur sociale du carbone (utilisée pour calculer la VAN) est constante dans le temps. Ceci n'étant pas le cas en règle générale, **on recommandera de ne pas utiliser cette formule pour mener des calculs socioéconomiques.**

Cependant, on peut considérer que cette formule est issue d'une analogie avec les méthodes traditionnelles de calcul de LCOE¹. Or, le LCOE est un coût de production unitaire et actualisé que l'on compare, pour évaluer la rentabilité d'un investissement, à un niveau de prix de marché observé. En général, il n'est pas fait d'hypothèse explicite sur l'évolution de ce prix de marché sur la durée de vie de l'investissement étudié : il est donc pertinent de calculer ainsi un LCOE pour que le résultat soit directement comparable à cette référence supposée constante dans le temps.

Dans certains cas, il est possible de comparer différents états du système projetés à long terme, par exemple pour le calcul des coûts d'abattement dans le système électrique. Ces projections se distinguent des scénarios classiques par le fait qu'ils ne représentent pas les effets de transition du système mais comparent deux états stables à 2050, comme si le système électrique avait été créé de toutes pièces. Sous ces hypothèses simplificatrices, on évalue alors les coûts et réductions d'émissions pour 2050 uniquement, l'actualisation n'ayant notamment pas à être prise en compte. Le coût d'abattement est alors simplement le ratio du surcoût socioéconomique en 2050 sur les réductions d'émissions en 2050 et peut être directement comparé à la VAC en 2050.

3. D'une méthode à l'autre

Dans le cas général, le classement des projets selon les coûts d'abattement calculés par les méthodes « en budget carbone » et « ajustée à la VAC » ne donne pas des résultats identiques. Dans les deux cas, plus le coût d'abattement est faible, plus le projet permet de dégager de « bénéfices climatiques » à coût donné pour la collectivité. En revanche, la manière dont sont évalués en équivalent monétaire ces bénéfices climatiques diffère, en particulier selon leur répartition dans le temps. Dans le premier cas, les bénéfices climatiques sont estimés sur la base d'une VSC croissante au taux d'actualisation socioéconomique ; dans le deuxième, ils le sont sur la base de la VAC.

¹ LCOE : *levelized cost of electricity*.

Encadré 3 – Le passage d'une méthode à l'autre en pratique

En pratique, à coût donné pour la collectivité, les différences de classement entre projets seront limitées à des cas où les chroniques de réduction des émissions dans le temps sont très différentes.

En particulier, pour un projet permettant des baisses d'émissions réparties de manière homogène dans le temps ($\Delta E_{i,t} = \Delta E_i$ pour tout t), on a :

$$CA^2_i = \frac{N \times VAC_0}{\sum_{t=0}^{N-1} \frac{VAC_t}{(1+r)^t}} \times CA^1_i$$

Dans ce cas, les deux méthodes de calcul sont équivalentes – à un **coefficient multiplicatif près** qui ne dépend que de la durée de vie du projet (la trajectoire de valeur de l'action pour le climat et la date à laquelle est étudiée l'investissement étant fixées).

Autrement dit, lorsqu'on étudie des projets de décarbonation permettant des baisses d'émissions réparties de manière homogène dans le temps et ayant une **même durée de vie**, on pourra les classer selon leur efficacité en se référant indifféremment aux coûts d'abattement calculés selon les méthodes « en budget carbone » et « ajustée à la VAC ».

Pour les projets ou gestes de décarbonation permettant des réductions d'émissions réparties de manière homogène dans le temps (ou pour lesquels on peut faire l'approximation que c'est le cas), on pourra donc passer des résultats d'une méthode à l'autre grâce à la table de passage suivante :

Coefficient à appliquer au coût d'abattement obtenu par la méthode de calcul « en budget carbone » (CA^1_i) pour obtenir le résultat de la méthode « ajustée à la VAC » (CA^2_i) :

		Durée de vie du projet (ans)					
		5	10	15	20	25	30
Mise en service	2020	0,80	0,68	0,61	0,55	0,52	0,50
	2025	0,92	0,84	0,77	0,74	0,72	0,71
	2030	0,91	0,86	0,83	0,81	0,81	0,80
	2035	0,97	0,95	0,95	0,94	0,94	0,95
	2040	1,00	1,00	1,00	1,00	1,02	1,06

De manière analogue, dans les mêmes conditions (projets ou gestes de décarbonation de même durée de vie et permettant des réductions d'émissions réparties de manière homogène dans le temps), la relation suivante est aussi vérifiée :

$$CA^2_i = \frac{VAC_0 \times \sum_{t=0}^{N-1} \frac{1}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^{N-1} \frac{VAC_t}{(1+r)^t}} \times CA^3_i$$

Donc l'ordre de classement des projets est invariant selon la méthode de calcul des coûts d'abattement retenue et on peut définir la table de passage suivante :

Coefficient à appliquer au coût d'abattement obtenu par la méthode de calcul « analogue au LCOE » (CA^3_i) pour obtenir le résultat de la méthode « ajustée à la VAC » (CA^2_i) :

		Durée de vie (ans)					
		5	10	15	20	25	30
Mise en service	2020	0,74	0,56	0,45	0,37	0,32	0,28
	2025	0,84	0,69	0,58	0,50	0,45	0,40
	2030	0,84	0,71	0,62	0,55	0,50	0,45
	2035	0,89	0,79	0,71	0,64	0,58	0,54
	2040	0,92	0,83	0,75	0,68	0,63	0,60

À caractéristiques (et en particulier composantes de coûts) d'un projet constantes, son coût d'abattement « en logique budget carbone » est indépendant de la date à laquelle il est mis en œuvre ; à l'inverse, son coût d'abattement « ajusté à la VAC » dépend de cette date puisque la formule de calcul dépend de la trajectoire de la VAC sur la durée de vie du projet.

Ce n'est pas parce que la méthode de calcul du coût d'abattement est cohérente avec la théorie de l'investissement du point de vue socioéconomique (au sens des conditions (2)) que les classements des projets selon les indicateurs CA^2_i et $VAN_{SE,i}$ sont équivalents. En effet :

- le coût d'abattement est un indicateur « intensif » qui détermine le surcoût collectif à consentir pour obtenir un bénéfice climatique unitaire à travers un projet donné. Il mesure donc un effet levier et permet d'identifier les gestes les plus créateurs de valeur pour la collectivité à **niveau d'effort donné** ;
- à l'inverse, la VAN est un indicateur « extensif » qui identifie la valeur supplémentaire totale créée pour la collectivité, indépendamment du niveau d'effort nécessaire pour mettre en œuvre le geste.

On peut faire ici l'analogie avec les indicateurs permettant d'évaluer la pertinence socioéconomique des grands projets d'investissement public de l'État. On documente généralement ces choix à l'aide notamment d'**indicateurs tels que la « VAN**

socioéconomique » et la « VAN socioéconomique par euro public dépensé ».

Ces indicateurs sont cohérents entre eux (en l'occurrence, la seconde VAN est nécessairement du même signe que la première, positive ou négative), mais pourtant ne classent pas nécessairement différents projets de manière identique car ils relèvent de points de vue différents. Le premier est un indicateur « extensif » qui rend compte de la création totale de valeur nette pour la collectivité, alors que le second est « intensif » et rend compte de l'effet de levier du projet dans cette création de valeur nette pour la collectivité.

4. Un exemple : véhicule hybride, véhicule électrique et véhicule thermique

Considérons de manière simplifiée deux technologies de véhicules (hybrides non rechargeables et électriques) par rapport à un véhicule thermique de référence :

- le véhicule hybride non rechargeable, qui représente un surcoût à l'achat de 1 700 euros par rapport au modèle thermique, permet des économies de carburant de 50 euros par an sur la durée de vie du véhicule (16 ans) ainsi qu'une réduction des émissions de 0,5 tCO₂/an ;
- le véhicule électrique, qui représente un surcoût à l'achat de 5 000 euros par rapport au modèle thermique, permet des économies de carburant de 150 euros par an sur la durée de vie du véhicule (16 ans) ainsi qu'une réduction des émissions de 1,8 tCO₂/an. En revanche, la production de la batterie représente 10 tCO₂ supplémentaires en phase de production ;
- en 2020, la VAC est d'environ 90 €/tCO₂.

La résolution numérique est consultable dans l'annexe 2 en fin de volume (tableau A). On obtient pour le véhicule hybride : $CA^1_H = 139$ €, $CA^2_H = 85$ € et $VAN_H = 69,5$ €. De même, pour le véhicule électrique : $CA^1_E = 172$ €, $CA^2_E = 87$ € et $VAN_E = 118$ €. On observe que le coût d'abattement du véhicule électrique est supérieur à celui du véhicule hybride, alors même que la VAN associée au véhicule électrique est supérieure à celle du véhicule hybride. Cela s'explique par le fait que le véhicule électrique est plus cher, mais permet de réduire davantage les émissions et donc de créer davantage de valeur.

Comme $CA^2_H < VAC$ ou $VAN_H > 0$, le choix du véhicule hybride est efficient du point de vue socioéconomique, alors que $CA^1_H > VAC$. De la même façon, comme $CA^2_E < VAC$ ou $VAN_E > 0$, le véhicule électrique est efficient du point de vue socioéconomique, alors même que $CA^1_E > VAC$. Le choix entre les deux options dépend alors de l'objectif : cherche-t-on à maximiser la création de valeur par euro dépensé ou la valeur totale créée ?

Pour maximiser la création de valeur par euro dépensé, ou « à effort donné », on peut raisonner à partir de CA^2 , ou de la $VAN_{E,C}$ qui est la VAN d'une dépense de 1 113 euros (correspondant au coût du véhicule hybride) consacrée au véhicule électrique¹. Comme on a $CA^2_H < CA^2_E$, ce qui revient au même $VAN_H > VAN_{E,C}$, l'hybride est préférable à l'électrique.

Pour maximiser la création de valeur totale (c'est-à-dire sans contrainte de ressources), on doit raisonner à partir des VAN^2 . L'électrique est alors préférable à l'hybride car $VAN_H < VAN_E$.

On peut modifier à la marge l'exemple précédent :

- le véhicule électrique ne permet plus qu'une réduction des émissions de 1,4 tCO₂/an,
- et on ignore maintenant les émissions engendrées en phase de production de la batterie du véhicule électrique.

Dans cet exemple, on suppose que les émissions évitées sont réparties de manière homogène dans le temps pour tous les projets. La résolution numérique est consultable en annexe 2 (tableau B).

Les résultats sont inchangés pour le véhicule hybride ($CA^1_H = 139$ €, $CA^2_H = 85$ € et $VAN_H = 69,5$ €). Ceux relatifs au véhicule électrique deviennent : $CA^1_E = 144,5$ € : $CA^2_E = 88$ €, $VAN_E = 72$ € et $VAN_{E,C} = 25$ €.

Véhicule hybride et véhicule électrique sont toujours efficaces du point de vue socioéconomique ($CA^2_H < VAC$ ou $VAN_H > 0$ alors que $CA^1_H > VAC$, et $CA^2_E < VAC$ ou $VAN_E > 0$ alors que $CA^1_E > VAC$).

Le choix entre les deux technologies **pour maximiser la création de valeur par euro dépensé** peut maintenant être opéré en considérant indifféremment CA^1 ou CA^2 . On vérifie bien que $CA^2_H < CA^2_E$, tout comme $CA^2_H < CA^2_E$ (et $VAN_H > VAN_{E,C}$). Par ailleurs, en utilisant la table ci-dessous pour une mise en service en 2020 et une durée de vie de 15 ans (proche des 16 ans considérés dans cet exemple) on observe que le coefficient de passage entre CA^1 et CA^2 est 0,61. On retrouve en effet bien que $CA^1_H \cong 0,61 CA^2_H$ et $CA^1_E \cong 0,61 CA^2_E$. On retrouve cependant que **pour maximiser la création de valeur totale** (c'est-à-dire sans contrainte de ressources), l'électrique est alors préférable à l'hybride car $VAN_H < VAN_E$.

¹ $VAN_{E,C} = VAN_E \frac{\text{surcoût financier actualisé de l'hybride}}{\text{surcoût financier actualisé de l'électrique}}$

² On peut remarquer que $VAN_H < VAN_E \Leftrightarrow (VAC - CA^1_H) < (VAC - CA^1_E) \frac{\sum VAC \cdot \Delta CO_{2E} / (r+1)^t}{\sum VAC \cdot \Delta CO_{2H} / (r+1)^t}$

5. Conclusions préliminaires

Le coût d'abattement socioéconomique d'un projet i , mis en œuvre à l'instant t ne peut s'interpréter au regard de la valeur sociale du carbone à cet instant-là sans tenir compte de la forme de la trajectoire de la VSC sur l'ensemble de la durée de vie du projet. Cette trajectoire rend elle-même compte de l'anticipation de l'évolution de la valeur des émissions évitées, qui dépend de la trajectoire et du budget d'émissions visés.

La formule de calcul d'un coût d'abattement socioéconomique la plus immédiate, dite « en budget carbone » (selon l'équation (3)) sera cohérente avec la théorie de l'investissement du point de vue socioéconomique si les émissions évitées sont valorisées par une VSC dont la dynamique respecte la règle de Hotelling (croissante au taux d'actualisation socioéconomique).

Les principes de l'analyse socioéconomique en France et en particulier la VAC définie dans le rapport Quinet (2019) s'écartent de ce cadre théorique strict pour tenir compte des contraintes sur le niveau de départ du prix du carbone dans la fiscalité et sur la trajectoire nationale de baisse des émissions de la SNBC. La comparaison directe des coûts d'abattement « en budget carbone » à la VAC à la date de réalisation des projets ne permet pas alors de déterminer s'ils sont créateurs de valeur pour la collectivité ou non (autrement dit, de déterminer immédiatement le signe de leur VAN).

Pour que les coûts d'abattement soient directement comparables entre eux et à la VAC à la date de réalisation des projets, il est nécessaire d'ajuster le volume d'émissions inscrit au dénominateur de l'indicateur en tenant compte de la chronologie des émissions évitées et de la valeur qui leur est accordée dans le temps, comme dans la formule (5).

En pratique :

- Considérant que les VSC suivent le plus généralement la règle de Hotelling, **la formule dite « en budget carbone » (équation (3)) semble la plus claire pour calculer un coût d'abattement socioéconomique**. En particulier, elle donne des résultats indépendants de la date de mise en œuvre des options. Elle sera certainement utile pour la comparaison avec des *benchmarks* internationaux.
- Néanmoins, la VAC considérée en France ne suivant pas strictement la règle de Hotelling, de manière à suivre la contrainte spécifique à la trajectoire de baisse des émissions de la SNBC, **la formule « en budget carbone » n'est pas immédiatement cohérente avec les principes de l'évaluation socioéconomique pour la France**.
- Dès lors qu'il s'agira de comparer des gestes de décarbonation entre eux **à niveau d'effort donné** sur la base de leur coût d'abattement et surtout par rapport au niveau

de la VAC à la date de mise en œuvre du geste – soit **dans la quasi-totalité des cas – , la formule « ajustée à la VAC » (équation (5)) sera à privilégier.**

- Sous certaines conditions, en général acceptables en première approximation, les gestes de décarbonation seront classés de la même manière selon que l'on considère le coût d'abattement « en budget carbone » ou « ajusté à la VAC ». En revanche, c'est le « niveau » des résultats et donc leur comparaison à la référence fixe que constitue la VAC qui devra être examinée attentivement ; **ce qui justifie la préférence accordée à la méthode « ajustée à la VAC ».**
- Il faut garder en tête que le coût d'abattement « ajusté à la VAC » est cohérent avec la « VAN socioéconomique par euro public dépensé » mais pas la « VAN socioéconomique » : **si l'on souhaite classer les projets du point de vue de la création totale de valeur nette pour la collectivité, il faut comparer leur VAN, ou comparer l'écart entre leur coût d'abattement et la VAC pondéré par la somme actualisée de la valeur des émissions.**

Encadré 4 – Le cas des coûts d'abattement privés

On a vu que les coûts d'abattement socioéconomiques se comparent systématiquement à une valeur sociale du carbone, et plus exactement à une trajectoire de VSC, éventuellement rapportée à un point unique s'il est fait une hypothèse claire sur son taux de croissance. **Bien qu'ils partagent en général une même unité, il n'y a donc pas de sens à comparer un coût d'abattement socioéconomique à un signal-prix carbone.**

Pendant, tout le raisonnement présenté plus haut peut être transposé de l'approche socioéconomique à un point de vue de décideur privé :

- du point de vue d'un agent privé, le choix entre une option de projet (indicée $i = 0$) et des alternatives moins carbonées (indicées $i = 1$ et 2) peut se traduire par une comparaison des coûts généralisés actualisés économiques privés CGA_{p_i} qui s'écrivent :

$$CGA_{p_i} = \sum_{t=0}^{N-1} \frac{C_{i,t} + P_t \times E_{i,t}}{(1 + r_p)^t}$$

où $C_{i,t}$ est désormais la somme des seuls coûts marchands (coûts d'investissement, de fonctionnement – dont le coût d'alimentation en combustible – et des externalités hors climat explicitement tarifées), P_t le prix donné au carbone et r_p le taux d'actualisation privé (qui peut varier d'un agent à l'autre en fonction de ses préférences) ;

- de la même manière, on peut donc définir aussi la valeur actualisée nette privée :

$$VAN_{p_i} = - \sum_{t=0}^{N-1} \frac{\Delta C_{i,t} + P_t \times \Delta E_{i,t}}{(1 + r_p)^t}$$

- le coût d'abattement privé $CA_{p^1_i}$ défini ci-dessous correspond donc au signal-prix carbone initial qui, croissant au taux d'actualisation privé r_p sur la durée de vie de l'équipement, annulerait la VAN_{p_i} , c'est-à-dire rentabiliserait l'option de projet i :

$$CA_{p^1_i} = - \frac{\sum_{t=0}^{N-1} \frac{\Delta C_{i,t}}{(1 + r_p)^t}}{\sum_{t=0}^{N-1} \Delta E_{i,t}}$$

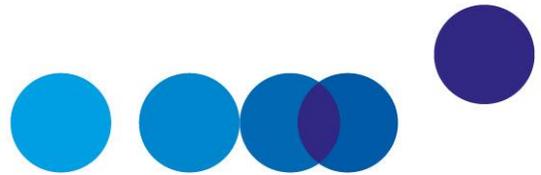
- le coût d'abattement privé $CA_{p^2_i}$ défini ci-dessous correspond donc au signal-prix carbone initial qui, croissant au même taux que la trajectoire de VAC sur la durée de vie de l'équipement, annulerait la VAN_{p_i} , c'est-à-dire rentabiliserait l'option de projet i :

$$CA_{p^2_i} = - \frac{\sum_{t=0}^{N-1} \frac{\Delta C_{i,t}}{(1 + r_p)^t}}{\frac{\sum_{t=0}^{N-1} \frac{\Delta E_{i,t} \times VAC_t}{(1 + r_p)^t}}{VAC_0}}$$

- le coût d'abattement privé $CA_{p^3_i}$ défini ci-dessous correspond donc au signal-prix carbone constant sur la durée de vie de l'équipement qui annulerait la VAN_{p_i} , c'est-à-dire rentabiliserait l'option de projet i :

$$CA_{p^3_i} = - \frac{\sum_{t=0}^{N-1} \frac{\Delta C_{i,t}}{(1 + r_p)^t}}{\sum_{t=0}^{N-1} \frac{\Delta E_{i,t}}{(1 + r_p)^t}}$$

Or, contrairement à la VSC (qui dans le rapport Quinet renvoie directement à la VAC), il n'y a *a priori* pas de raison de supposer que la trajectoire du signal-prix carbone anticipée sur la durée de vie de l'investissement étudié suive une augmentation au taux d'actualisation propre à une catégorie d'agents économiques donnée (ici r_p) ou au taux de croissance de la VAC (dont la vocation est de rendre compte d'un niveau d'effort global nécessaire, et non pas spécifiquement d'une trajectoire cible des instruments fiscaux). Dans ce contexte, il peut s'avérer plus pertinent d'utiliser la 3^e méthode (notée ici $CA_{p^3_i}$) pour déterminer des coûts d'abattement privés. Ceux-ci pourront être dans ce cas interprétés comme les signaux-prix carbone constants (ou anticipés comme tels) permettant de déclencher les gestes considérés pour les agents économiques dont le taux d'actualisation est utilisé au numérateur.



CHAPITRE 2

MISE EN ŒUVRE PRATIQUE

1. Le choix de la situation de référence

Une première recommandation forte pour le calcul des coûts d'abattement doit porter sur la définition cohérente de la situation et/ou des options de référence (ou du cadre « contrefactuel » dans la littérature anglo-saxonne). En réalité, cette recommandation est difficile à mettre en pratique, compte tenu notamment de l'**hétérogénéité des scénarios décrits en référence**, ainsi que de la manière dont ils le sont dans les différents exercices. On pourrait par exemple préférer considérer que la situation de référence soit celle prévalant actuellement, projetée dans le futur à caractéristiques inchangées hormis une baisse annuelle des coûts à un taux défini pour chaque secteur (ou sous-secteur, qui rendrait compte des hausses de productivité dans le secteur dans un scénario tendanciel). Dans le secteur électrique, et compte tenu de l'anticipation de réduction des coûts des renouvelables, cette démarche pourrait conduire à des coûts d'abattement négatifs.

Du point de vue de la cohérence théorique stricte des travaux, les situations de référence devraient être définies sur la base des scénarios de référence des modèles utilisés pour calculer la VAC : par construction, **la VAC rend compte du niveau maximal d'effort qui sépare les scénario AME (avec mesures existantes) des scénarios AMS (avec mesures supplémentaires)**. Il serait naturel de prendre en référence les technologies du scénario AME.

Le choix de la situation de référence a une incidence très significative sur les résultats obtenus. En toute rigueur, il convient de considérer en référence un service équivalent caractérisé en général par l'association d'un équipement et d'un usage ; cependant dans certaines actions l'usage peut se trouver modifié, par exemple en présence d'un effet rebond. Les différentes situations devront être bien caractérisées. Par exemple :

- pour calculer le coût d'abattement associé au passage d'un véhicule thermique à un véhicule électrique, on considérera généralement une utilisation semblable, que l'on raisonne sur un usage moyen ou que l'on cherche à mettre en évidence les différences de rentabilité des motorisations électriques selon les usages, mais il est aussi possible

par exemple que le passage au véhicule électrique s'accompagne d'un raccourcissement des voyages effectués du fait du manque d'autonomie des batteries ;

- de la même manière, pour déterminer le coût d'abattement associé au passage d'une technologie fossile à une technologie renouvelable de production d'électricité, plus les besoins de l'analyse seront précis et plus il conviendra de mettre en regard les technologies pour des usages spécifiques semblables (production de pointe ou de base, possibilité de composer avec l'intermittence ou non, etc.).

On pourra considérer que **pour le court terme la situation de référence est celle qui prévaut actuellement**. Pour le moyen et long terme, la question de la définition de la situation de référence (soit celle qui prévaudrait en l'absence de politiques climatiques) est plus difficile à résoudre. Il convient de définir des règles précises pour pouvoir comparer les coûts de différents gisements au sein d'un secteur, entre les secteurs et vis-à-vis de la VAC (voir Chapitre 3) :

- le choix de la référence affecte le niveau du coût d'ajustement et donc la désirabilité de la mise en œuvre d'une option donnée ; en ce qui concerne le classement des options en revanche, comme on raisonne en différentiel, la référence que l'on utilise est sans conséquence ;
- il serait même possible de prendre en référence une situation déjà largement décarbonée et de calculer des coûts d'abattement pour des réductions d'émissions à la marge autour de cette solution centrale (voir l'encadré « Coûts marginaux vs. coûts moyens ») ;
- en revanche, pour pouvoir comparer les coûts d'abattement calculés dans différents secteurs, il sera nécessaire que les références utilisées dans chaque cas soient cohérentes entre elles.

Encadré 5 – Coûts marginaux vs. coûts moyens

Les courbes « à la McKinsey » sont en fait des « courbes de coûts marginaux d'abattement » (CMA), construites pour un état du monde à un instant donné (en 2030 pour le graphique 2). Le caractère marginal s'interprète au regard de l'abattement cumulé global permis par les différents gisements étudiés : on dit que les coûts présentés sont marginaux au sens où, en se plaçant en abscisse à un volume cible de réduction d'émissions, on peut lire le coût d'abattement associé au dernier gisement à mobiliser pour atteindre l'objectif à la période étudiée. Autrement dit, un coût d'abattement marginal ne peut être interprété qu'au regard d'un objectif de réduction d'émissions à un horizon donné.

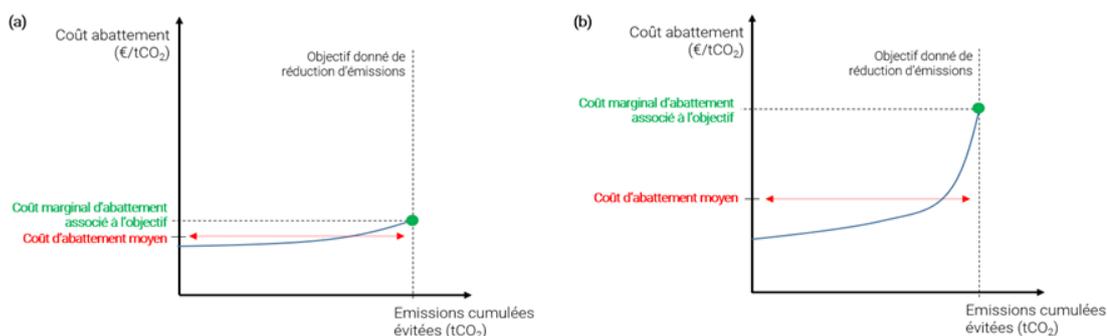
Selon la manière dont les courbes de CMA sont construites (notamment si elles le sont en agrégeant une série de gisements étudiés séparément), il est possible qu'elles rassemblent des gisements concurrents ou exclusifs les uns des autres. On représente alors graphiquement plusieurs options de décarbonation entre lesquelles il est nécessaire de choisir : la lecture de l'abattement cumulé devient alors problématique puisqu'il juxtapose les émissions potentiellement évitées par la mise en œuvre de gisements interdépendants.

La notion de « coût moyen » doit être définie avec précaution : elle peut renvoyer au périmètre d'un ensemble de gisements considérés. Par opposition au coût marginal, on ne considère plus le coût du dernier gisement d'un périmètre donné mais la moyenne des coûts au sein du périmètre ; elle peut aussi renvoyer à l'évolution dans le temps du coût d'un gisement donné (voir Chapitre 3, section 3).

En ce qui concerne le périmètre, par exemple à l'échelle d'un secteur, on peut s'intéresser au coût moyen de l'ensemble des gisements à mobiliser (pondéré par les réductions d'émissions de chaque gisement) pour atteindre un objectif de réduction donné. Au contraire, le coût marginal est le coût associé au gisement le plus cher à mobiliser. La comparaison du coût marginal au coût moyen peut donner une idée de la plus ou moins grande hétérogénéité des gisements qui sera reflétée par la plus ou moins forte convexité des courbes de CMA.

Graphique 3 – Distribution des coûts d'abattement associés à l'atteinte d'un objectif de réduction d'émissions, coût marginal et coût moyen

Raisonnement statique, à une date t :



Source : *commission sur les coûts d'abattement*

2. L'évaluation en pratique du surcoût socioéconomique

Dans l'approche microfondée, le principe de calcul du coût d'abattement socioéconomique associé à un gisement de réduction d'émissions, en €/tCO₂, s'appuie sur le même arsenal méthodologique que l'évaluation socioéconomique des grands projets d'investissement public. **Il consiste à sommer l'ensemble des composantes de coûts** (ou plutôt de surcoûts par rapport à la situation de référence, sans présumer de leurs signes, positifs ou négatifs) pour tous les « acteurs » affectés par la mise en œuvre de l'action de décarbonation, et de **rapporter ce surcoût agrégé à un volume d'émissions évitées, le tout sur une période de temps définie au préalable.**

On distinguera typiquement trois grandes composantes de surcoût socioéconomique associé à la mobilisation d'un gisement de réduction d'émissions :

- **Un surcoût privé pour le porteur de l'action de décarbonation** : par exemple le particulier qui achète un véhicule électrique plutôt que thermique, l'entreprise tertiaire qui isole thermiquement son parc de bureaux, ou l'énergéticien qui étend ses moyens de production d'électricité en investissant dans un champ éolien plutôt qu'une nouvelle centrale thermique à gaz ;
- Un terme d'impact sur les finances publiques, qui consiste en réalité à corriger le surcoût privé de l'effet des subventions et dépenses/avantages fiscaux, qui sont des transferts neutres du point de vue global de la collectivité ;
- **Un surcoût ou inversement un bénéfice externe pour la collectivité, qui consiste principalement en la somme des externalités** générées par la mise en œuvre de l'action : par exemple la diminution de la congestion routière associée au report modal de la voiture vers les modes actifs, ou la réduction de la pollution de l'air associée au passage d'une cheminée à bois avec foyer ouvert à une pompe à chaleur.

Principe général de la formule de calcul :

$$\text{Coût d'abattement} = \frac{\text{Surcoût privé pour le porteur de l'action de décarbonation} + \text{Terme correctif de l'impact FiPu} + \text{Coûts externes}}{\text{Emissions évitées}}$$

2.1. Surcoût (privé) pour le porteur de l'action

En première approche, on peut considérer que le surcoût privé pour le porteur de l'action de décarbonation est une **composante du coût d'abattement socioéconomique** au sens où le porteur fait partie (au premier plan) des acteurs de la collectivité (dans son ensemble) directement affectés par l'action de décarbonation.

De manière alternative, **il indique (de manière indirecte) le niveau d'intervention publique (soit un coût intrinsèquement collectif) nécessaire** – quelle que soit sa forme – pour déclencher la mise en œuvre de l'action. En effet, si le surcoût privé est positif, le porteur n'a pas naturellement intérêt à adopter une action de décarbonation pourtant souhaitable pour la collectivité, cette dernière doit intervenir par la mise en place d'instruments de politiques publiques (y compris d'obligations réglementaires qui n'en représentent pas moins des coûts pour les acteurs qui y sont soumis et, donc, pour la collectivité) dont le niveau du signal doit au moins compenser le surcoût pour le porteur afin d'infléchir ses choix (d'investissement, d'usage, etc.).

Lorsque le surcoût privé pour le porteur est négatif, cela signifie qu'il est dans son propre intérêt de mettre en œuvre l'action de décarbonation. On sort donc en quelque sorte du champ de nos travaux puisqu'on se trouve face à des gisements qui ne nécessiteraient pas en théorie d'intervention publique – des campagnes d'information peuvent être cependant nécessaires – ni donc de choix sur les gisements à encourager prioritairement. Ces situations posent alors la question des coûts apparemment négatifs dans l'évaluation socioéconomique et par conséquent de l'existence de « coûts cachés » implicitement pris en compte dans les décisions des acteurs privés. Ces coûts cachés sont la raison la plus souvent invoquée pour expliquer les phénomènes d'*efficiency gap*.

La manière la plus immédiate d'évaluer le surcoût privé pour le porteur de l'action est de comparer l'ensemble des coûts (après les avoir recensés avec le plus d'exhaustivité possible) qui lui sont imputés entre la situation avec projet et la situation de référence : on parle classiquement de **méthode des coûts généralisés**. Les composantes de coûts les plus courantes et les plus simples à quantifier sont les achats d'équipements et les dépenses d'utilisation (carburant / combustible, entretien, etc.).

- *Exemple : Un particulier choisissant d'acheter un véhicule électrique plutôt que thermique fait face à un investissement initial plus important. Il anticipe en revanche des économies sur ses dépenses de carburant, d'entretien, voire d'assurance sur la période d'utilisation du véhicule.*

D'un point de vue théorique, **la variation du bien-être retiré par l'utilisateur est une composante à part entière des coûts généralisés**. En pratique, lors de la mise en œuvre d'une action de décarbonation, il existe une infinité de dimensions susceptibles d'entraîner des variations de bien-être pour l'utilisateur, dont certaines que nous serons incapables d'explicitier lors du calcul des coûts d'abattement dans les autres chapitres.

- *Suite de l'exemple : la contrainte d'autonomie limitée (ou de durée longue de recharge) d'un véhicule électrique affecte le bien-être d'un éventuel acheteur de manière très différenciée selon l'usage qu'il fait de sa voiture. Typiquement, elle dépend du nombre de trajets au-delà de l'autonomie du véhicule réalisés chaque*

année, des pratiques de recharge, de la valorisation du temps par l'utilisateur, etc. De même, d'un point de vue théorique, le coût d'abattement socioéconomique dépend aussi de la manière dont les acheteurs valorisent le fait d'être vertueux écologiquement dans leurs habitudes de déplacements (c'est-à-dire internalisent la contrainte climatique sur cet aspect de leur consommation), etc. Comme il sera a priori très difficile d'explicitier ces aspects, on les rassemble généralement sous l'expression de « coûts et avantages cachés ».

Lorsque l'on étudie des gisements strictement technologiques, et plus généralement lorsque l'usage n'est pas modifié entre la situation étudiée et la situation de référence, on limite significativement l'ampleur de la variation des « coûts et avantages cachés » entre situation de référence et situation avec action de décarbonation mise en œuvre, sans nous assurer pour autant qu'elle soit négligeable.

- *Suite de l'exemple : lorsqu'il choisit effectivement un véhicule électrique plutôt que thermique, on peut raisonnablement faire l'hypothèse que l'acheteur ne modifiera pas ses usages (kilométrage annuel, trajets suivis, etc. – pas d'effet « rebond » en quelque sorte). Les « coûts cachés » (typiquement la valorisation du bien-être tiré du fait d'avoir adopté un comportement écologiquement vertueux) peuvent être négligés en première approche.*

En revanche, lorsqu'on souhaite déterminer un coût d'abattement associé à un changement d'usage ou à un changement technologique dont on sait qu'il induira nécessairement un changement d'usage, la variation du bien-être devient une composante centrale du coût privé. Il demeure pourtant très difficile de la quantifier sur ces seules bases normatives (pas de valeurs tutélaires semblables au cas des externalités).

- *Suite de l'exemple : lorsqu'on étudie une action de report modal (typiquement le passage d'un trajet avec son véhicule personnel, seul, à un trajet en covoiturage), la variation de bien-être pour l'utilisateur (perte de temps ? de confort ? de flexibilité ?) devient centrale : il est beaucoup plus périlleux de considérer que la variation des « coûts et avantages cachés » est négligeable.*

Dans ces conditions (ou pour ces types de gisements en particulier), les travaux économétriques peuvent permettre de palier une partie des limites des approches en coûts généralisés. En particulier, ils peuvent contribuer :

- **à quantifier des variations de bien-être** qu'il serait impossible d'apprécier de manière explicite ;
- **à mettre en évidence / quantifier des changements d'usages induits** (non intrinsèques à l'action en elle-même, typiquement des effets rebond), et les variations de bien-être qui en découlent. Par exemple, Glachant et Blaise (2019)

montrent que la rénovation énergétique ne serait ni efficace, ni rentable pour réduire les consommations d'énergie¹.

Il apparaît donc que la partie du surcoût privé la plus simple à déterminer concerne la comparaison des coûts généralisés bien identifiés, en particulier techniques. La variation du bien-être pour le porteur est d'une part moins explicite donc moins fiable, et d'autre part beaucoup plus dispersée compte tenu de l'hétérogénéité des agents. Dès cette première composante du calcul global, on s'aperçoit que la méthode microfondée risque de présenter des limites importantes pour étudier des gisements de nature comportementale, que ce soit de réduction/augmentation de la demande ou de changement d'usage. Dans ce cas, l'approche intégrée par des modèles dans lesquels les choix comportementaux sont représentés et calibrés économétriquement pourrait permettre d'obtenir des informations pertinentes.

L'intervention publique nécessaire pour compenser le surcoût pour le porteur de l'action et donc mobiliser un gisement sera d'autant plus importante que le porteur valorise peu les économies que l'action peut lui faire réaliser à long terme. **Il semble opportun que le taux d'actualisation utilisé pour déterminer le surcoût privé reflète la « préférence pour le présent » effective des porteurs de l'action.** Le taux d'actualisation rend compte du temps attendu de retour sur investissement : il pourra varier significativement d'un secteur à l'autre, ou en fonction de la nature du porteur (particulier, entreprise, entité publique).

On peut considérer que le taux d'actualisation socioéconomique (établi à 4,5 % dans le rapport Quinet de 2013) en constitue la base, à laquelle doit être ajoutée une composante reflétant la « myopie » caractérisant généralement les acteurs privés. Cette démarche est cohérente avec celle qui consiste à intégrer dans le calcul les « coûts d'aménité » (temps, confort, sécurité, etc.), correspondant à des coûts et avantages cachés. **Dans ce cas, on pourra parler de « taux d'actualisation généralisé »².**

En suivant l'approche microfondée, il convient aussi de considérer les « coûts de système » : ce seront typiquement les coûts d'infrastructure de transport, de distribution et d'équilibrage des réseaux pour les vecteurs énergétiques décarbonés (électricité, gaz biosourcé, hydrogène, etc.). La détermination des coûts de système devra faire l'objet d'approches spécifiques, en l'absence de « valeurs tutélaires » préétablies.

Enfin, la prise en compte des effets d'apprentissage (*learning effects*, Arrow, 1962) doit être une dimension essentielle de l'évaluation dans une perspective de long terme.

¹ Glachant M et Blaise G. (2019), « [Quel est l'impact des travaux de rénovation énergétique des logements sur la consommation d'énergie ?](#) », *La revue de l'énergie*, n° 646, septembre-octobre, p. 46-60.

² Cela consiste à attribuer au taux d'actualisation ce qu'on n'arrive pas à expliquer autrement, et s'obtient par le biais de travaux économétriques.

En pratique, si on ne peut prendre en compte les effets d'apprentissage de manière endogène au calcul, le calcul du coût d'abattement d'une même action à différents horizons de temps doit au moins considérer des valeurs projetées (à partir de dires d'ingénieurs) pour les différentes options technologiques. Cela afin notamment de distinguer les actions rentables dès aujourd'hui de celles encore peu efficaces mais avec d'importantes perspectives d'amélioration.

En résumé

- Le surcoût privé est à rapprocher du coût d'abattement socioéconomique dans la mesure où **il indique le niveau des incitations que les pouvoirs publics doivent mettre en œuvre** pour conduire les porteurs à déclencher les actions de décarbonation étudiées.
- L'approche la plus simple pour déterminer le surcoût privé est celle de la comparaison des coûts généralisés : **recenser l'ensemble des coûts et comparer leurs sommes agrégées** entre la situation de projet et celle de référence (dans une logique analogue à celle des méthodologies d'évaluation socioéconomique des grands projets d'investissement).
- Lorsqu'on considère des gisements comportementaux ou des gisements technologiques qui entraînent d'importants changements d'usage, **la variation de bien-être retiré par le porteur de l'action de décarbonation devient une composante centrale du surcoût privé**, dont tout ou partie ne pourra souvent pas être déterminé explicitement.
- Le recours à des travaux économétriques ou l'utilisation de modèles plus agrégés (avec des élasticités de substitution entre différents comportements) peut permettre de mieux apprécier ces aspects.
- Le taux utilisé pour actualiser les surcoûts privés s'appuie sur le taux socioéconomique de référence de 4,5 %, corrigé d'une composante rendant compte d'une perception du futur différente pour les acteurs privés.
- Les « coûts et avantages cachés » peuvent également être intégrés sous la forme d'une composante additionnelle au taux d'actualisation. Il convient alors de s'assurer qu'ils ne sont pas double-comptés.

2.2. Terme correctif de l'impact sur les finances publiques

Le surcoût (privé) pour le porteur de l'action de décarbonation tient compte du système fiscal existant qui, dans le scénario de référence, peut déjà intégrer des incitations en faveur (ou défaveur) de l'action de décarbonation étudiée, typiquement la plus forte taxation des énergies fossiles que l'électricité, qui incite déjà à l'électrification de

certains usages. **Si une diminution de la charge fiscale lors de la mise en œuvre d'une action de décarbonation donnée est une incitation pour le porteur, elle est neutre pour le coût de l'action du point de vue de la collectivité.** En effet, s'il est déjà institué, ce différentiel fiscal ne réduit pas intrinsèquement le coût de l'action pour la collectivité ; il diminue simplement le niveau de l'incitation additionnelle nécessaire pour déclencher l'action.

Il convient cependant d'intégrer dans le calcul un terme de correction des effets sur les finances publiques afin d'obtenir un coût socioéconomique indépendant de l'état actuel du système fiscal. Pour neutraliser dans le calcul du coût d'abattement socioéconomique les transferts entre le porteur de l'action et les finances publiques dans l'état actuel du système, on ajoute au surcoût privé un **terme correctif équivalent à la somme actualisée des transferts des finances publiques vers le porteur** (donc comptés négativement si la mise en œuvre de l'action engendre des recettes publiques supplémentaires). Cette composante représente un impact sur les seules finances publiques et pourra être **actualisée au taux socioéconomique de 4,5 %**. Au même titre que le surcoût privé pour le porteur de l'action, ce terme devra être corrigé pour tenir compte d'un éventuel effet rebond.

2.3. Coûts externes (et prise en compte des cobénéfices)

Le recensement des coûts externes doit être fait à l'échelle de chaque secteur, puis discuté plus spécifiquement pour chaque action. De la même manière qu'on compare les coûts généralisés pour le porteur dans le surcoût privé, le terme agrégé rendant compte de la variation des coûts externes (et des cobénéfices autres que climatiques) de l'action de décarbonation étudiée est obtenu en comparant leur niveau entre la situation avec l'action réalisée et la situation de référence. Comme pour l'impact sur les finances publiques, les externalités constituent des coûts purement collectifs, que l'on actualisera au taux de 4,5 %.

La plupart des coûts externes sont mesurés en valorisant une grandeur physique (typiquement un volume d'émissions) à l'aide une valeur tutélaire. C'est notamment le cas pour la plupart des externalités environnementales. L'externalité climatique sera prise en compte lorsque le coût d'abattement sera comparé à la VAC. Les autres externalités seront prises en compte dans le calcul lorsqu'une valeur tutélaire robuste est disponible.

Les coûts externes environnementaux sont les externalités que l'on retrouve à travers les effets des actions de réduction des émissions sur la pollution de l'air ou la pollution sonore, pour lesquelles des valeurs tutélaires sont établies dans le rapport Quinet (2013) et ses annexes. Les impacts sur la consommation de ressources rares, la préservation de la biodiversité ou l'artificialisation des sols entrent dans ce champ mais sont plus difficiles à

quantifier. Comme indiqué plus haut, un certain nombre d'autres externalités seront spécifiques à chaque secteur. C'est par exemple **le cas des coûts liés à la congestion ou à l'usure des infrastructures dans le secteur des transports.**

Pour des actions de substitution technologique, par exemple de passage d'un véhicule thermique à un véhicule électrique, et si l'usage reste identique, ces externalités-là resteront inchangées entre la situation nouvelle et la situation de référence (et n'affecteront pas le coût d'abattement socioéconomique). Comme pour les deux composantes précédentes (surcoût pour le porteur et terme correctif de l'impact sur les finances publiques), la variation des coûts externes entre la situation de référence et l'action étudiée devra tenir compte des changements d'usage et des éventuels effets rebond.

Les incertitudes sur la valorisation et la variation des coûts externes entre l'action et la situation de référence peuvent être de natures variées (recensement partiel, incertitude sur les grandeurs physiques, absences d'outils méthodologiques de type « valeurs tutélaires » pour les monétariser, etc.), et d'autant plus significatives. L'intérêt est avant tout d'évaluer leur ordre de grandeur par rapport au surcoût privé (pour le porteur de l'action), ce qui pourrait permettre notamment de différencier les actions efficaces selon le seul objectif de décarbonation des actions peu efficaces du point de vue climatique mais néanmoins pertinentes car permettant par ailleurs de contribuer (de manière significative) à l'atteinte d'autres objectifs de politique publique.

En cohérence avec le périmètre de la valeur de l'action pour le climat et des inventaires nationaux d'émissions, **il semble pertinent de tenir compte des coûts externes dans une logique « empreinte territoriale »** (de même, d'ailleurs, que pour quantifier les émissions évitées). En ce sens, pour une action donnée, il conviendrait de considérer les coûts externes et émissions dans une logique « cycle de vie » (en tenant compte des phases amont de production et aval de recyclage éventuel) mais restreinte au territoire national (la VAC n'a pas été construite pour neutraliser l'empreinte carbone de la France, qui inclurait notamment les émissions induites, à l'horizon 2050).

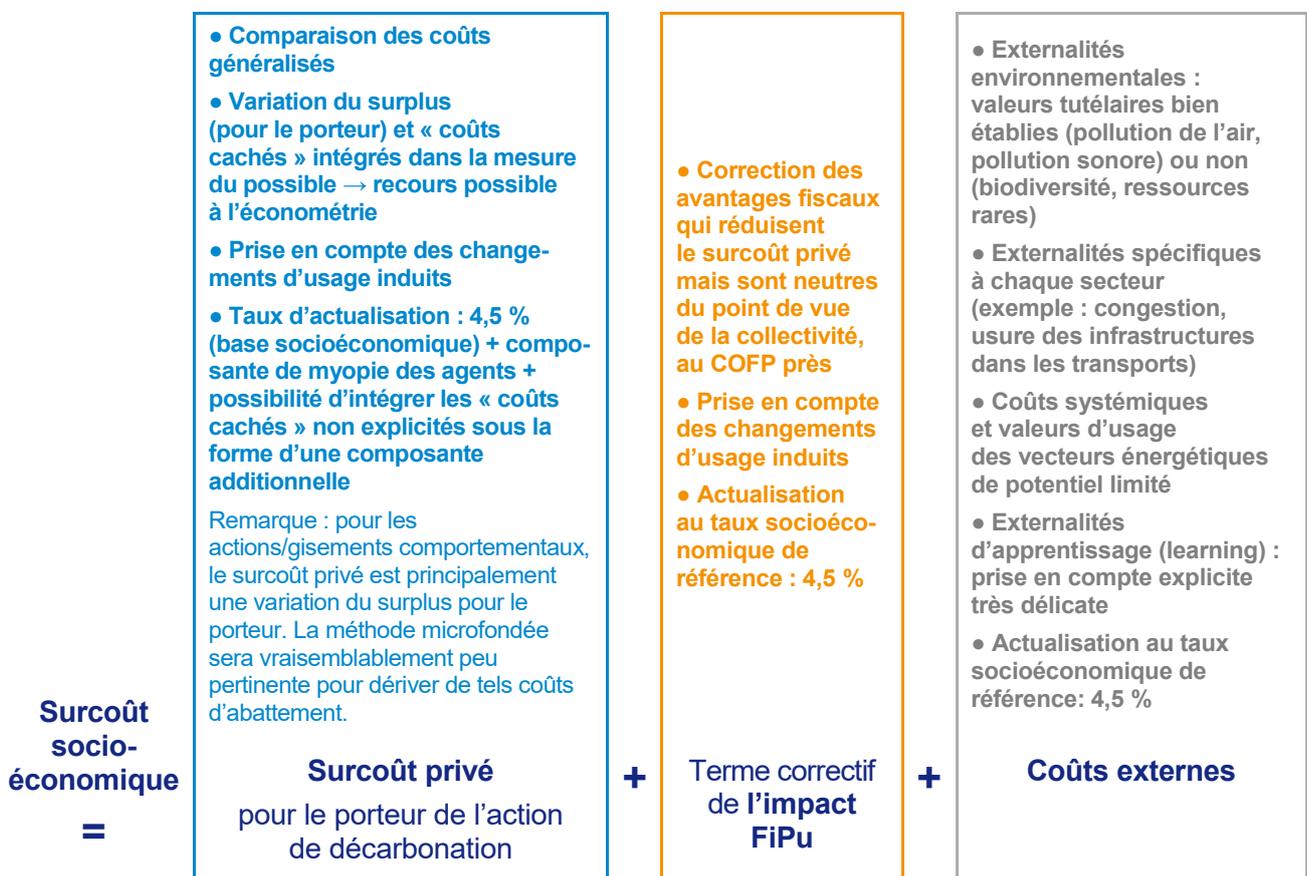
Par exemple, pour évaluer le coût d'abattement associé à l'achat d'un véhicule électrique plutôt que thermique, on tiendra compte des externalités de production du véhicule (notamment de sa batterie) et de l'électricité lorsque celles-ci sont comptabilisées dans l'inventaire national. Les émissions de GES associées à une batterie produite en Asie ne seront donc pas intégrées.

Pour autant, compte tenu de l'attention croissante portée à l'évolution de l'empreinte carbone nationale (à juste titre, d'autant plus du fait du caractère global des externalités climatiques), on pourra présenter aussi à titre indicatif des coûts d'abattement en logique « empreinte complète » qui intégreront toutes les externalités et émissions sur le « cycle

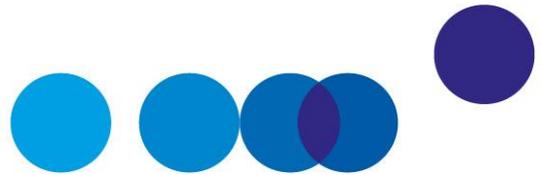
de vie » de l'action, quel que soit le territoire où elles adviennent. Leur comparaison à la VAC ne sera en revanche pas justifiée.

Il conviendrait aussi d'intégrer dans cette approche microfondée certains effets d'apprentissage (*learning*) sous la forme d'« avantages externes » négatifs (externalités positives). En effet, la mise en œuvre d'une action contribue à réduire le coût de sa diffusion dans le futur, ce qui constitue un bénéfice pour la collectivité (d'autant plus important que la mise en œuvre de l'action permet effectivement des baisses de coûts et que la technologie sera utilisée massivement dans le futur). En pratique, la quantification précise de ces effets pourrait dépasser le champ de nos travaux.

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



CHAPITRE 3

REPLACER LES COÛTS DANS UNE PERSPECTIVE PLUS LARGE

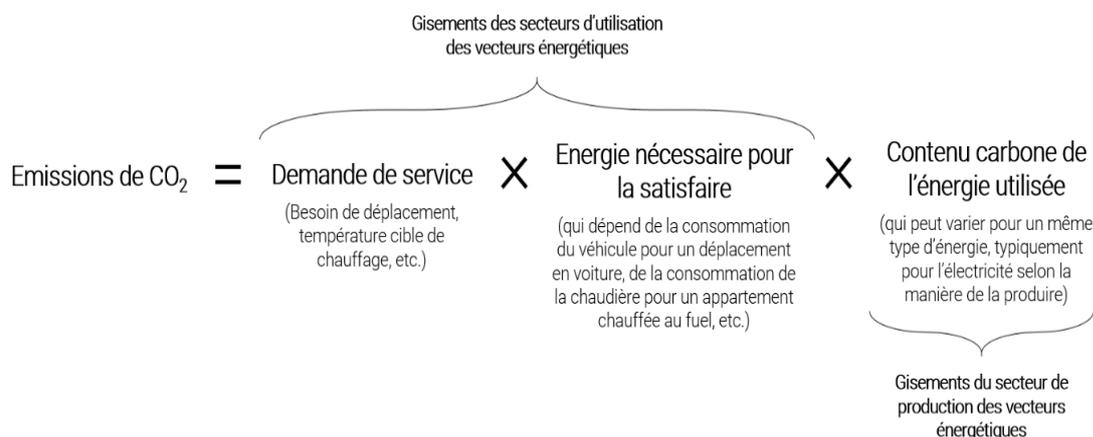
1. Définir les gisements de manière pertinente

On peut évaluer des coûts d'abattement marginaux associés à des objectifs de réduction d'émissions dans un sous-secteur (coût d'abattement marginal d'une réduction des émissions du transport routier de 30 % en 2030), un secteur (coût d'abattement marginal d'une réduction des émissions du secteur des transports de 60 % en 2040) ou pour l'économie dans son ensemble (coût d'abattement marginal d'une réduction des émissions territoriales françaises de 95 % en 2045). En particulier, la trajectoire de la VAC correspond à la trajectoire des coûts marginaux d'abattement associés à la trajectoire de réduction des émissions françaises permettant la neutralité carbone en 2050. Notre objectif est d'identifier les technologies ayant un coût d'abattement cohérent avec la VAC.

Les gisements de réduction peuvent être identifiés par grand secteur d'activité. On peut définir un gisement de réduction des émissions comme un ensemble d'actions, de toute nature (substitution technologique, évolution comportementale, organisationnelle) permettant de réduire le volume de GES émis par rapport à une situation de référence. **Un gisement de réduction d'émissions se caractérise notamment par son potentiel, qui correspond au volume total d'émissions évitables par cette action.** Il est classiquement exprimé en tCO₂eq ou tCO₂/an.

Encadré 6 – Nature des gisements : une ébauche de classification

Dans une approche analogue à celle de l'équation de Kaya, on peut écrire les émissions de CO₂ associées à la satisfaction d'un « service énergétique » (se déplacer, se chauffer, etc.) à l'aide d'une égalité simple :



Sur la base de cette écriture, valable pour l'ensemble des secteurs de consommation finale d'énergie (et que l'on pourra étendre sans difficulté aux autres secteurs émetteurs tels que l'agriculture ou les procédés industriels), on peut établir une première grille de classification des différents gisements de réduction d'émissions que l'on rencontrera. En effet, la réduction des émissions peut passer par :

- une réduction de la demande de service, qui est à l'origine des émissions induites : toutes choses égales par ailleurs, réduire par exemple sa demande de déplacement ou la température de chauffage de son logement permet de réduire ses émissions de CO₂. Il s'agit de gisements de nature comportementale ou organisationnelle, souvent qualifiés comme relevant de la sobriété énergétique ;
- une réduction de l'énergie nécessaire pour satisfaire un service final donné : cela peut passer par des choix technologiques (utiliser un appareil de chauffage plus efficace ou un véhicule moins consommateur) ou comportementaux (emprunter le bus ou pratiquer le covoiturage plutôt qu'utiliser seul son véhicule particulier). On parlera dans ce cas d'actions d'efficacité énergétique ;
- une réduction du contenu carbone de l'énergie utilisée, soit en changeant de vecteur énergétique (passer du chauffage au fuel au chauffage électrique), soit en réduisant le contenu carbone d'un vecteur donné (en diminuant par exemple la part d'électricité produite à partir de sources fossiles). Dans tous les cas, ces gisements sont de nature technologique.

En pratique, la segmentation ne sera pas toujours aussi simple et certaines actions pourront combiner plusieurs de ces leviers. Typiquement, le changement d'un équipement pour passer d'un vecteur énergétique carboné (par exemple le fuel) à

un vecteur moins émetteur (par exemple le biogaz) s'accompagnera généralement d'une variation de la consommation énergétique unitaire. Il pourra s'agir à la fois d'un gisement d'efficacité énergétique et de réduction du contenu carbone de l'énergie utilisée (par substitution du vecteur énergétique lui-même).

Au contraire, des gains d'efficacité énergétique (voitures moins consommatrices d'essence) pourront s'accompagner de modifications comportementales dans le sens d'une demande accrue pour le service (davantage de déplacements en voiture), c'est-à-dire d'un effet rebond, avec un effet net *a priori* indéterminé sur les émissions totales de CO₂.

D'un point de vue théorique, **les caractéristiques d'une action de décarbonation « type » (en particulier son coût) dépendent de l'usage auquel elle s'applique**. Il y a donc en quelque sorte autant de coûts d'abattement pour une action de décarbonation donnée que d'usages effectifs auxquels elle s'applique.

- **Exemple 1 – le véhicule particulier électrique**

La rentabilité (privée comme socioéconomique) d'un véhicule électrique est très dépendante de la manière dont celui-ci est utilisé : kilométrage annuel, nombre annuel de trajets à longue distance, milieux de circulation, etc. Plus le véhicule est utilisé, plus il permet d'éviter des émissions s'il est électrique (i.e. son potentiel de réduction d'émissions est important). Par ailleurs, les économies de carburant sont alors d'autant plus importantes et le surcoût qui lui est associé diminue.

- **Exemple 2 – l'énergie éolienne offshore**

De manière analogue, la rentabilité de l'énergie éolienne offshore dépend notamment des zones d'implantation possibles et de leurs caractéristiques météorologiques. Le coût d'abattement associé à la mise en service d'une éolienne dépend des conditions locales dans lesquelles elle fonctionnera (et des caractéristiques des équipements installés).

À chaque fois que cela est pertinent, on pourra chercher à définir un gisement de réduction d'émissions comme le croisement d'une action de décarbonation (toujours quelle que soit sa nature) avec un ensemble « homogène » d'usages, de telle sorte qu'une valeur centrale de coût d'abattement (déterminé sur l'usage moyen du segment) reste caractéristique du gisement dans son ensemble.

- **Suite de l'exemple 1 – le véhicule particulier électrique**

Le coût peut théoriquement être différencié selon une « infinité » d'usages. En pratique, on pourra par exemple fractionner le gisement selon des segments de kilométrage annuel (du type < 10 000, 10 à 20 000 et > 20 000 km/an), en croisant éventuellement avec un milieu de circulation moyen (parmi par exemple : urbain très dense, urbain et rural). Il subsistera nécessairement une hétérogénéité (parcourir 10 000 ou 20 000 km/an n'est pas équivalent) mais elle sera réduite car circonscrite à un sous-ensemble d'usages proches : l'idée est de pouvoir montrer que certaines options sont à privilégier sur des segments d'usages bien particuliers (et donc d'affiner le raisonnement).

- **Suite de l'exemple 2 – l'énergie éolienne offshore**

On pourra segmenter les espaces marins susceptibles d'accueillir des champs en un nombre réduit de catégories (par exemple « très favorables », représentant x % de la surface totale, « favorables », représentant y % et « défavorables », représentant z %) selon la vitesse moyenne des vents, la profondeur des eaux, ou tout autre paramètre d'intérêt.

La délimitation d'ensembles d'usages homogènes comporte une part d'arbitraire ; elle doit être discutée au cas par cas, selon notamment la disponibilité des données pour réaliser la segmentation ou le niveau de précision des informations attendues. La disparité (résiduelle et par construction limitée) des usages (et donc des coûts) sous-jacents au gisement pourra toujours apparaître dans un intervalle d'incertitudes plus global.

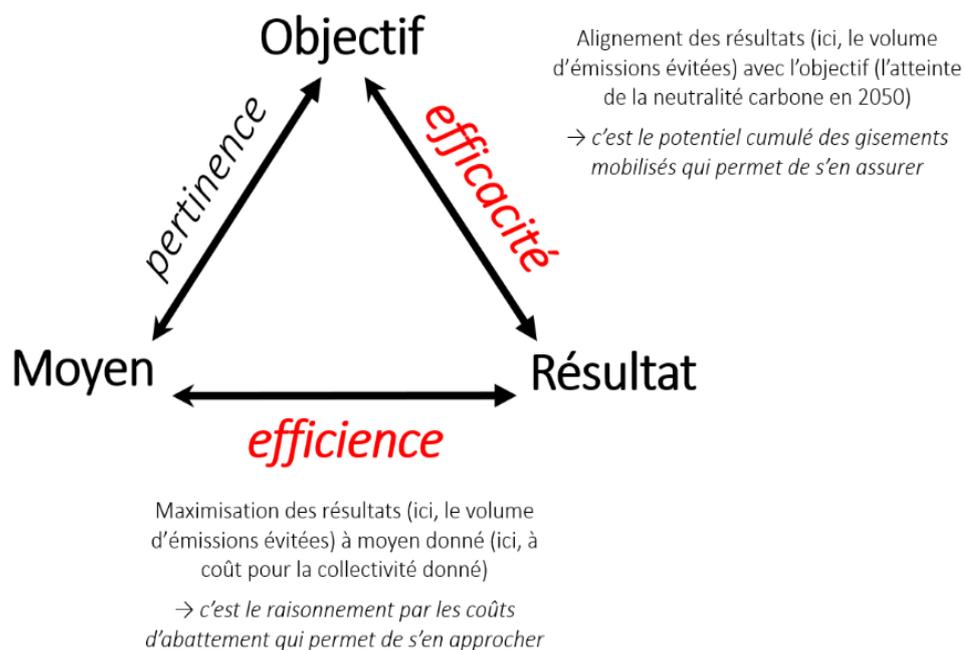
Dans la courbe « à la McKinsey » (graphique 2), les gisements restent décrits à un niveau très agrégé, sans distinguer différents usages pour une même technologie (même si la distinction entre « véhicules d'entreprise » vs. « véhicules particuliers » pour le gisement d'efficacité des motorisations peut par exemple s'en approcher). La représentation fait l'hypothèse de coûts homogènes sur chaque gisement, ce qui masque en réalité des disparités internes. Plus le niveau de description est agrégé, plus les disparités internes peuvent être fortes et plus il est souhaitable de faire apparaître un intervalle de variabilité intégrant cet aspect.

2. La prise en compte du volume des gisements : un indicateur complémentaire et nécessaire

Le recours au coût d'abattement pour hiérarchiser différentes actions de décarbonation est donc cohérent avec la méthodologie classique d'évaluation socioéconomique des grands projets d'investissement public. Néanmoins, il conviendra de s'assurer que la mise

en œuvre des actions rentables / prioritaires (c'est-à-dire dont les coûts d'abattement sont les plus faibles) permet bien des réductions d'émissions (en volumes) compatibles avec la trajectoire conduisant à la neutralité carbone en 2050. Autrement dit, l'étude des potentiels (y compris cumulés) des différents gisements avec une vision systémique doit servir de « corde de rappel » pour s'assurer que la recherche d'efficacité économique ne menace pas l'atteinte même de l'objectif de décarbonation.

Graphique 5 – Objectif, résultat, moyen : principes des indicateurs d'efficience et d'efficacité



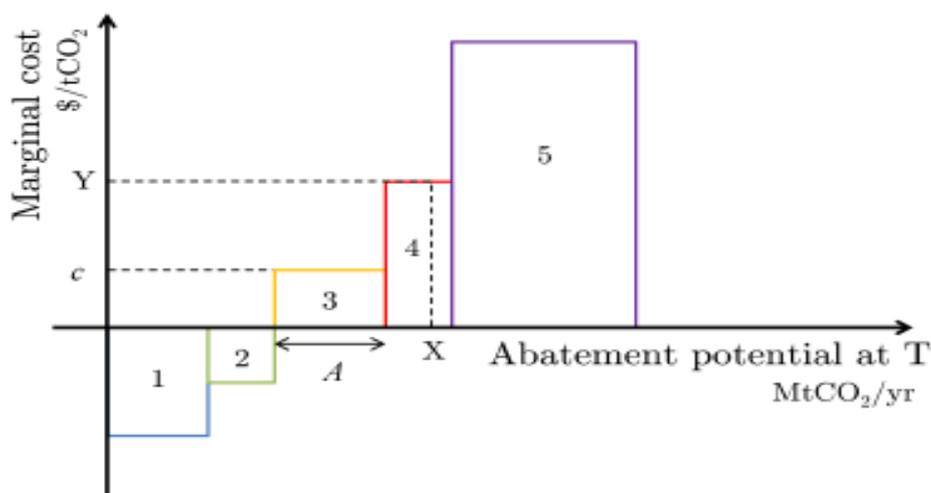
Source : commission sur les coûts d'abattement

Le raisonnement en coûts d'abattement et la hiérarchisation des actions de décarbonation concurrentes sur la base de cet indicateur permettent de **maximiser les réductions effectives d'émissions à niveau d'effort pour la collectivité considérée**. Par ailleurs, d'un point de vue théorique, la comparaison des coûts d'abattement à la VAC doit permettre, si celle-ci est correctement calibrée, d'identifier les gisements nécessaires à l'atteinte de la neutralité carbone (et d'écarter le cas échéant ceux qui correspondent à un effort sous-jacent trop important). L'évaluation des potentiels des gisements doit permettre de s'assurer que ceux choisis permettent bien de se placer sur une trajectoire compatible avec la neutralité carbone (autrement dit que la trajectoire de VAC telle qu'établie ne conduit pas à écarter trop de gisements, rendant l'atteinte de l'objectif climatique impossible).

3. L'importance d'une mise en perspective dynamique

Entendu sous un angle temporel, le coût d'abattement moyen renvoie au coût unitaire des émissions évitées permises par un gisement progressivement déployé (et dont les coûts évoluent dans le temps) sur une période donnée : le coût moyen est calculé en divisant le coût total d'un gisement par le volume d'émissions évitées. Typiquement, le coût d'abattement moyen (temporel) permet d'éclairer utilement le cas de technologies à forts potentiels de réduction d'émissions, dont les coûts sont élevés en début de période mais sont amenés à significativement baisser, et pour lesquels la mise en œuvre d'actions à court terme (lancement de la filière) conditionne le succès (et la mobilisation du gisement complet) à long terme. Autrement dit, le coût d'abattement moyen ainsi calculé est un indicateur qui intègre des éléments de l'évolution dynamique anticipée de la technologie¹ et de ses caractéristiques (en particulier ses coûts).

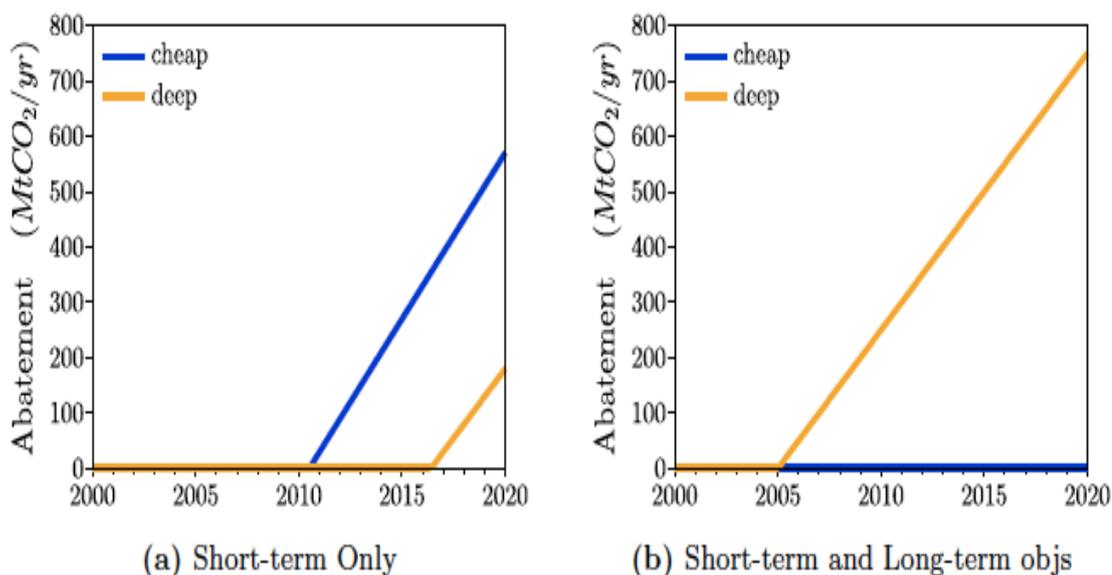
Graphique 6 – Courbe de coût d'abattement marginal



Lecture : l'allure de la courbe de coût marginal d'abattement est facilement mal interprétée, comme une courbe d'offre d'abattement qui conduirait à une demande d'abattement X satisfaite par les mesures 1 à 4 seulement.

Source : Vogt-Schilb A., Hallegatte S. et De Gouvello C. (2014), *Marginal Abatement Cost Curves and Quality of Emission Reductions: A Case Study on Brazil*. *Climate Policy*, Taylor & Francis, p.15

¹ « Because the measures required to achieve ambitious emission reductions cannot be implemented overnight, the optimal strategy to reach a short-term target depends on longer-term targets. » Voir Vogt-Schilb A. et Hallegatte S. (2014), « Marginal abatement cost curves and the optimal timing of mitigation measures », *Energy Policy*, vol. 66, issue C, p. 645-653.

Graphique 7 – Sentier d'abattement optimal selon l'horizon temporel retenu

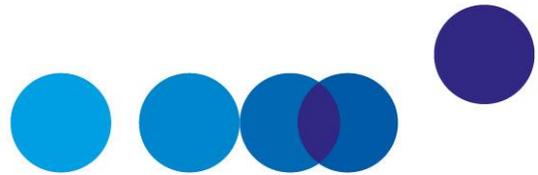
Lecture : comparaison des stratégies optimales d'abattement pour atteindre le même objectif en 2020 (a) en ignorant un potentiel objectif de long terme (b) en intégrant un objectif pour 2050.

Source : Vogt-Schilb A. et Hallegatte S. (2014), op. cit.

En toute cohérence, la notion de potentiel à mettre en regard d'un coût d'abattement instantané ou d'un coût d'abattement moyen (du point de vue temporel) n'est pas la même.

- Il est pertinent d'analyser un coût d'abattement instantané au regard du flux d'émissions évitées permises (typiquement le volume d'émissions que le gisement permet d'éviter annuellement) ;
- le coût d'abattement moyen sera mieux complété par un volume d'émissions évitées cumulées sur toute la trajectoire de déploiement d'un gisement (l'intégrale des émissions évitées sur toute la période considérée).

Le calcul de la VAN, qui appréhende l'intégralité de la création de valeur, vient donc compléter utilement celui du coût d'abattement afin de lui donner une dimension « potentiel de gisement », notamment s'il est susceptible de croître dans le temps. Il est ainsi parfois nécessaire de financer des actions non immédiatement rentables pour favoriser le développement technologique ou la baisse des coûts.



CHAPITRE 4

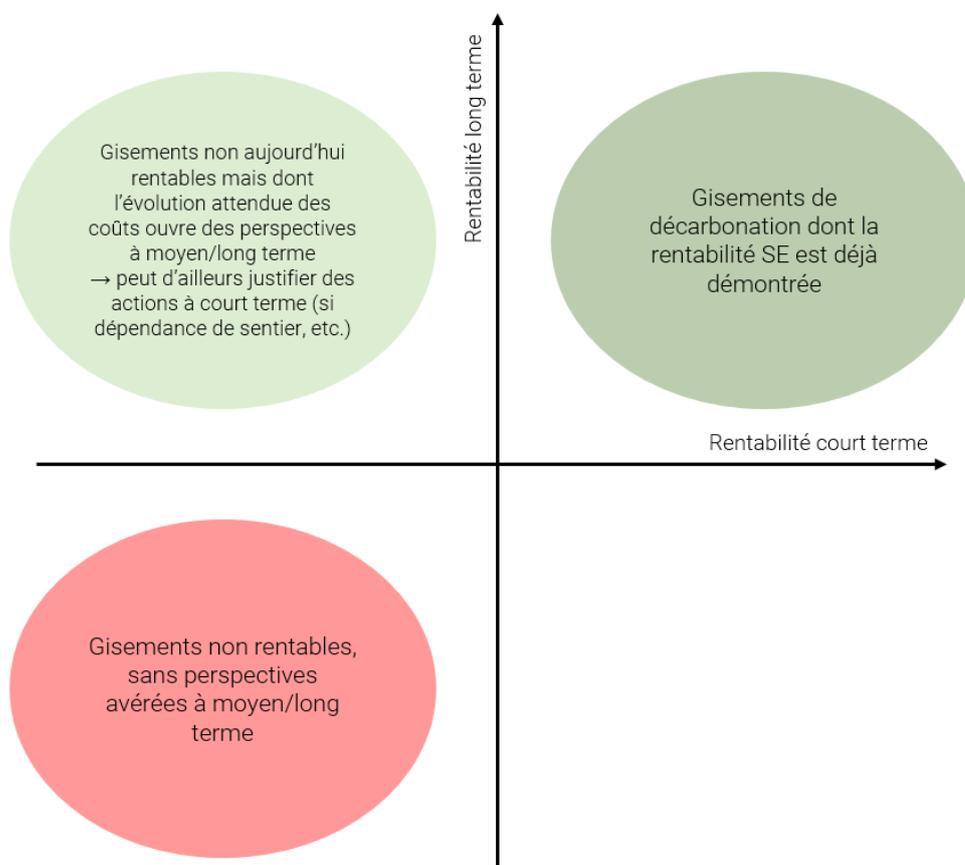
SYNTHÈSE MÉTHODOLOGIQUE ET RECOMMANDATIONS

Le coût d'abattement « ajusté à la VAC » est celui qui peut être directement comparé à la VAC pour déterminer si une option est souhaitable d'un point de vue socioéconomique. **Le coût d'abattement dit « en budget carbone »** sera certainement utile pour la comparaison avec des *benchmarks* internationaux. Les gestes de décarbonation seront classés sous certaines conditions – en général acceptables en première approximation –, de la même manière selon que l'on considère le coût d'abattement « en budget carbone » ou « ajusté à la VAC », si l'on raisonne « à effort donné ». **Cependant, si l'on souhaite classer les projets du point de vue de la création totale de valeur nette pour la collectivité, il faut comparer leur VAN.**

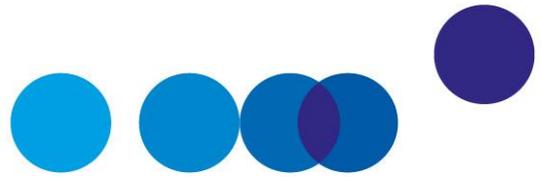
Compte tenu des sources multiples d'incertitudes et des limites méthodologiques qui contraindront la prise en compte de certaines dimensions des coûts socioéconomiques (notamment de certaines externalités), c'est donc **un élément d'aide à la décision en plus, mais pas une boussole absolue**. Par ailleurs, il pourrait être davantage pertinent d'utiliser la métrique des coûts d'abattement pour **classifier les gisements d'abattement par grandes catégories**, en distinguant notamment :

- à court terme, les gisements socioéconomiquement rentables de ceux qui ne le sont pas (c'est-à-dire dont les coûts d'abattement sont respectivement significativement inférieurs ou supérieurs à la VAC) ;
- parmi les gisements non encore rentables, ceux dont les perspectives d'évolution des coûts laissent pressentir qu'ils le seront à moyen / long terme ;
- aux différents horizons de temps, les gisements rentables sans intégrer de cobénéfices et ceux dont la rentabilité résulte de la prise en compte d'objectifs de politiques publiques autres que climatiques (réduction des externalités environnementales, etc.).

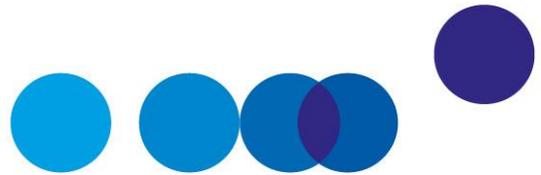
Graphique 8 – Rentabilité à court terme et à long terme des gisements



Source : commission sur les coûts d'abattement



ANNEXES



ANNEXE 1

MEMBRES DE LA COMMISSION ET PERSONNES AUDITIONNÉES

Président

Patrick Criqui, directeur de recherche émérite CNRS, UMR GAEL, université Grenoble Alpes

Secrétariat

Béregère Mesqui, coordinatrice, France Stratégie

Julien Bueb, France Stratégie

Stéphane Crémel, Direction générale du Trésor

Maxime Gérardin, France Stratégie

Olivier de Guibert, Commissariat général au développement durable

Silvano Domergue, Commissariat général au développement durable

Boris Le Hir, France Stratégie

Aude Pommeret, France Stratégie

Gauthier Vermandel, France Stratégie

Membres

Émilie Alberola, directrice Innovation et Recherche, Eco'Act

Yasmine Arsalane, Agence internationale de l'énergie

Emmanuel Combet, ADEME

Dominique Bureau, délégué général, Conseil économique pour le développement durable (CEDD)

Antoine Dechezleprêtre, OCDE

Jean-Guy Devezeaux de Lavergne, I-Tesé

Matthieu Glachant, professeur d'économie, Mines Paristech

Joseph Hajjar, Direction générale de l'Énergie et du Climat

Jan Horst Keppler, professeur d'économie, université Paris-Dauphine

David Marchal, ADEME

Yves Marignac, association Négawatt

Andrew Prag, Agence internationale de l'énergie (AIE)

Yannick Pérez, CentraleSupélec

Cédric Philibert, université Paris-Dauphine

Philippe Quirion, CNRS-CIRED

Personnes auditionnées

Gilles Aymoz, ADEME

Laure Bamière, INRAE

Jean-Pierre Birat, IF Steelman

Jean-Michel Cayla, EDF

Christian Couturier, Solagro

Stéphane de Cara, INRAE, AgroParisTech

Jérémy El Beze, Centre scientifique et technique du bâtiment (CSTB)

Thomas Gourdon, ADEME

Olivier Guerrini, ENGIE

Pierre-Laurent Lucille, ENGIE

Simon Métivier, Solagro

Dominique Osso, EDF

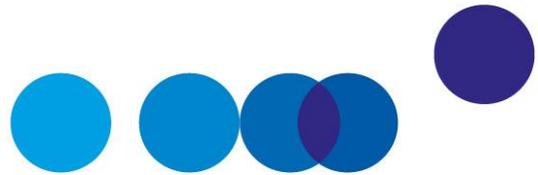
Aurélien Schuller, Carbone 4

Paul Serrat, ENGIE

Jean-Michel Trochet, EDF

Claire Tutenuit, Entreprises pour l'environnement (EPE)

Thomas Veyrenc, RTE



ANNEXE 2

ILLUSTRATION NUMÉRIQUE DU CHOIX ENTRE VÉHICULE HYBRIDE ET VÉHICULE ÉLECTRIQUE

Tableau A – L'utilisation du véhicule électrique réduit les émissions de 1.8 tCO₂/an et la production de la batterie du véhicule électrique émet 10 tCO₂

Véhicule hybride				Véhicule électrique			
Surcoût achat	1700,00			Surcoût achat	5000,00	Émissions construction	10,00
Gain annuel	50,00			Gain annuel	150,00		
Durée de vie	16,00			Durée de vie	16,00		
Émissions évitées/an	0,50			Émissions évitées/an	1,80		
Taux actualisation	0,045			Taux actualisation	0,045		

Années	VAC	Bénéfice financier actualisé	Bénéfice climatique actualisé	Années	VAC	Bénéfice financier actualisé	Bénéfice climatique actualisé
0	90,00	-1650,00	45,00	0	90,00	-4850,00	-738,00
1	106,00	47,85	50,72	1	106,00	143,54	182,58
2	122,00	45,79	55,86	2	122,00	137,36	201,09
3	138,00	43,81	60,46	3	138,00	131,44	217,67
4	154,00	41,93	64,57	4	154,00	125,78	232,45
5	170,00	40,12	68,21	5	170,00	120,37	245,55
6	186,00	38,39	71,41	6	186,00	115,18	257,09
7	202,00	36,74	74,22	7	202,00	110,22	267,18
8	218,00	35,16	76,65	8	218,00	105,48	275,93
9	234,00	33,65	78,73	9	234,00	100,94	283,43
10	250,00	32,20	80,49	10	250,00	96,59	289,77
11	275,00	30,81	84,73	11	275,00	92,43	305,02
12	300,00	29,48	88,45	12	300,00	88,45	318,42
13	325,00	28,21	91,69	13	325,00	84,64	330,10
14	350,00	27,00	94,50	14	350,00	81,00	340,18
15	375,00	25,84	96,89	15	375,00	77,51	348,79

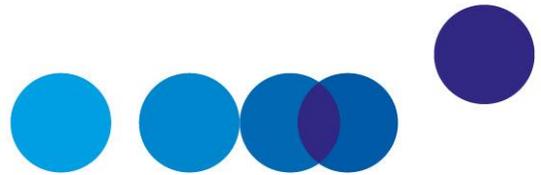
Somme	-1113,02	1182,57			-3239,07	3357,25
					au budget de l'hybride	1153,63
VAC_eq	147,82					178,58
Somme émissions évitées	8,00				18,80	
CA¹	139,13				172,29	
CA²	84,71				86,83	
Bilan socioéconomique	69,55					118,19
					au budget de l'hybride	40,61

Tableau B – L'utilisation du véhicule électrique réduit les émissions de 1,4 tCO₂/an et on néglige les émissions lors de la production de la batterie du véhicule électrique

Hybride				Électrique			
Surcoût achat	1700,00			Surcoût achat	5000,00	Émissions construction	10,00
Gain annuel	50,00			Gain annuel	150,00		
Durée de vie	16,00			Durée de vie	16,00		
Émissions évitées/an	0,50			Émissions évitées/an	1,40		
Taux actualisation	0,045			Taux actualisation	0,045		

Années	VAC	Bénéfice financier actualisé	Bénéfice climatique actualisé	Années	VAC	Bénéfice financier actualisé	Bénéfice climatique actualisé
0	90,00	-1 650,00	45,00	0	90,00	-4 850,00	126,00
1	106,00	47,85	50,72	1	106,00	143,54	142,01
2	122,00	45,79	55,86	2	122,00	137,36	156,41
3	138,00	43,81	60,46	3	138,00	131,44	169,30
4	154,00	41,93	64,57	4	154,00	125,78	180,79
5	170,00	40,12	68,21	5	170,00	120,37	190,98
6	186,00	38,39	71,41	6	186,00	115,18	199,96
7	202,00	36,74	74,22	7	202,00	110,22	207,81
8	218,00	35,16	76,65	8	218,00	105,48	214,61
9	234,00	33,65	78,73	9	234,00	100,94	220,44
10	250,00	32,20	80,49	10	250,00	96,59	225,37
11	275,00	30,81	84,73	11	275,00	92,43	237,24
12	300,00	29,48	88,45	12	300,00	88,45	247,66
13	325,00	28,21	91,69	13	325,00	84,64	256,74
14	350,00	27,00	94,50	14	350,00	81,00	264,59
15	375,00	25,84	96,89	15	375,00	77,51	271,28

Somme	-1113,02	1182,57		-3239,07	3311,20
				au budget de l'hybride	1137,81
VAC_eq	147,82				147,82
Somme émissions évitées	8,00			22,4 0	
CA¹	139,13			144,60	
CA²	84,71			88,04	
Bilan socioéconomique		69,55			72,13
				au budget de l'hybride	24,79



Directeur de la publication

Gilles de Margerie, commissaire général

Directeur de la rédaction

Cédric Audenis, commissaire général adjoint

Secrétaires de rédaction

Olivier de Broca, Gladys Caré, Anaïs Teston

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 :



www.strategie.gouv.fr



[@Strategie_Gouv](https://twitter.com/Strategie_Gouv)



[france-strategie](https://www.linkedin.com/company/france-strategie)



[FranceStrategie](https://www.facebook.com/FranceStrategie)



[@FranceStrategie_](https://www.instagram.com/FranceStrategie_)



[StrategieGouv](https://www.youtube.com/StrategieGouv)

Les opinions exprimées dans ce rapport engagent leurs auteurs et n'ont pas vocation à refléter la position du gouvernement.



FRANCE STRATÉGIE

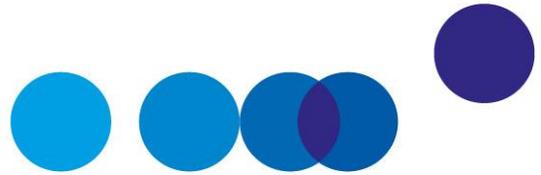


Institution autonome placée auprès du Premier ministre, France Stratégie contribue à l'action publique par ses analyses et ses propositions. Elle anime le débat public et éclaire les choix collectifs sur les enjeux sociaux, économiques et environnementaux. Elle produit également des évaluations de politiques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

Les coûts d'abattement

Partie 2 – Transports

Rapport de la commission présidée par
Patrick Criqui



LES COÛTS D'ABATTEMENT

Partie 2 – Transports

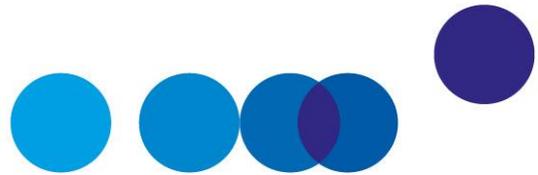
Rapport de la commission
présidée par **Patrick Criqui**

Rapporteurs

Stéphane Crémel, Direction générale du Trésor

Bérengère Mesqui, France Stratégie





PRÉSENTATION

Suite à la signature de l'Accord de Paris en 2015, la France s'est engagée à atteindre la neutralité carbone à horizon 2050. La Stratégie nationale bas carbone (SNBC), révisée tous les cinq ans, constitue la feuille de route française pour lutter contre le changement climatique : elle détaille les actions à mettre en œuvre dans chaque secteur. Le présent travail vise à fournir des outils méthodologiques dans la perspective de l'élaboration de la troisième SNBC.

Les coûts d'abattement des différentes solutions de décarbonation, c'est-à-dire leur coût rapporté aux émissions évitées, sont en effet une donnée essentielle pour l'élaboration d'une stratégie climat efficace. Le recours au coût d'abattement socioéconomique permet de hiérarchiser les actions de décarbonation et d'identifier celles susceptibles de maximiser les réductions effectives d'émissions de gaz à effet de serre, à niveau d'effort donné pour la collectivité. La comparaison du coût d'abattement à la valeur de l'action pour le climat (VAC)¹ établit l'efficacité socioéconomique d'une action. Elle doit par ailleurs permettre de s'assurer que le niveau d'effort consenti reste proportionné au regard de la trajectoire nationale de réduction des émissions vers la neutralité carbone en 2050.

Suite au rapport de la commission Quinet sur la valeur de l'action pour le climat en février 2019, qui faisait le constat de la nécessité « de poser un cadre méthodologique clair et partagé pour pouvoir évaluer le coût d'abattement socioéconomique des différentes actions », la commission sur les coûts d'abattement des émissions de gaz à effet de serre a été installée en septembre 2019. Présidée par Patrick Criqui, directeur de recherche émérite au CNRS, elle est composée d'économistes et d'experts sectoriels.

L'objectif des travaux de la commission est triple :

- préciser le (ou les) sens que l'on donne au « coût d'abattement » et définir un cadre méthodologique partagé pour les calculs de ces coûts ;

¹ 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.

- expliquer l'interprétation qui peut être faite d'une évaluation des coûts d'abattement en fonction du mode de calcul retenu, en particulier préciser comment elle peut être comparée à la valeur de l'action pour le climat ;
- présenter les coûts d'abattement harmonisés d'une série de technologies ou d'actions pour la réduction des émissions ainsi que l'utilisation qui pourrait en être faite au service des politiques climatiques et les limites de ces utilisations.

Après une première partie méthodologique qui explicite le concept et les méthodes de calcul des coûts d'abattement socioéconomiques, les travaux de cette commission seront publiés secteur par secteur. Six parties thématiques présenteront des illustrations des coûts d'abattement pour six grands secteurs : transports – le sujet du présent rapport –, électricité, hydrogène, bâtiment, industrie et agriculture.

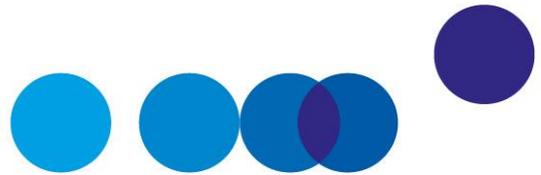
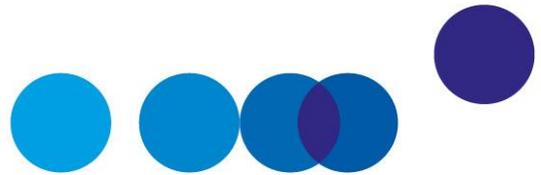


TABLE DES MATIÈRES

Synthèse	7
Chapitre 1 – État des lieux, spécificités et perspectives du secteur	19
1. Vue d'ensemble.....	19
2. Spécificités du secteur au regard des objectifs de décarbonation.....	21
3. La vision des transports dans la SNBC.....	23
Chapitre 2 – Remplacement des véhicules conventionnels par des véhicules à faibles émissions	27
1. État des lieux.....	27
2. Décomposition des coûts et hypothèses de calcul.....	29
3. Les coûts d'abattement mesurés « en budget carbone ».....	37
4. Comparaison des coûts d'abattement à la valeur de l'action pour le climat.....	43
5. Volume des potentiels d'abattement.....	45
6. Le cas des véhicules électriques à l'hydrogène.....	46
7. Synthèse et messages clés.....	53
Chapitre 3 – Décarbonation des carburants : le cas des biocarburants	55
1. État des lieux.....	55
2. Méthodes de calcul et paramètres retenus.....	57
3. Résultats.....	62
4. Perspectives d'approfondissement et commentaires.....	65
Chapitre 4 – Leviers d'efficacité technologique et leviers comportementaux	69
1. Améliorer les performances de la motorisation des poids lourds.....	69
2. Report modal et changements d'usage : le covoiturage et les modes actifs.....	73

ANNEXES

Annexe 1 – Membres de la commission	81
Annexe 2 – Synthèse des composantes des coûts généralisés évalués pour chaque alternative modale étudiée	83
Annexe 3 – Références bibliographiques	85



SYNTHÈSE

Les coûts d'abattement dans les transports : état des lieux

Le secteur des transports est le premier émetteur de gaz à effet de serre (GES) en France avec 31 % des émissions totales. Ses émissions ont la particularité d'être principalement du CO₂ (à 96 %). Depuis le milieu des années 2000, elles ne diminuent pas, ce qui s'explique par trois grands facteurs : une tendance à l'augmentation des volumes de trafic ; une amélioration encore insuffisante des performances des véhicules neufs et enfin des résultats moins bons qu'espéré en matière de report modal, en particulier pour le transport de marchandises.

Deux grandes spécificités du secteur définissent à la fois les gisements d'abattement, les actions qu'il sera nécessaire d'entreprendre et les coûts associés : d'abord le caractère très diffus des émissions, ensuite l'existence de fortes externalités négatives (pollution de l'air et bruit) et donc l'importance des cobénéfices à la réduction.

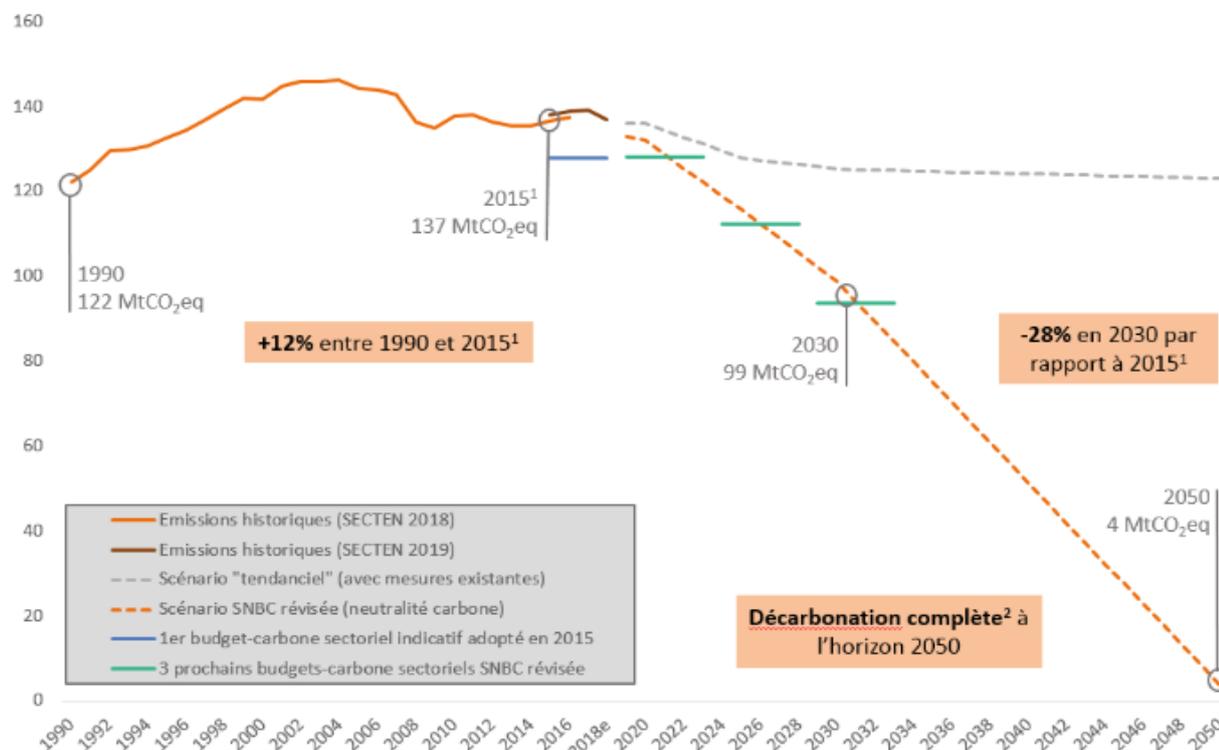
La Stratégie nationale bas carbone (SNBC) prévoit cinq leviers complémentaires pour diminuer la demande de transport et d'énergie, ainsi que l'intensité en carbone de l'énergie des transports :

- décarboner les vecteurs énergétiques utilisés, notamment en remplaçant les véhicules conventionnels par des véhicules à faibles ou très faibles émissions ;
- améliorer l'efficacité énergétique des véhicules ;
- favoriser les modes peu carbonés, transports collectifs ou modes actifs ;
- augmenter le taux de remplissage des véhicules pour les transports de personnes ou de marchandises ;
- enfin, agir en amont pour maîtriser structurellement la demande de transports.

Certaines de ces actions – report modal, covoiturage, réduction du nombre de déplacements, etc. – s'appuient sur des évolutions comportementales difficiles à quantifier, car elles peuvent impliquer une perte d'utilité (ou de « surplus ») pour l'utilisateur. En revanche, le coût d'abattement du remplacement d'un véhicule conventionnel par un véhicule à

faibles émissions peut être calculé assez simplement en comparant les coûts généralisés et actualisés de différentes options de motorisation.

Graphique 1 – Historique et projection des émissions du secteur des transports entre 1990 et 2050 (en MtCO₂eq)



¹ Les émissions utilisées pour l'année 2015 sont celles de l'inventaire CITEPA SECTEN 2018.

² Ne tient pas compte des fuites résiduelles « incompressibles » de gaz (gaz fluorés, gaz renouvelables) et des émissions résiduelles issues du transport aérien domestique.

e : estimation

Source : SNBC à partir de l'inventaire CITEPA d'avril 2018 au format SECTEN et au périmètre Plan Climat

La comparaison des coûts d'abattement de différentes solutions, entre eux et par rapport à la valeur de l'action pour le climat (VAC), doit permettre de choisir les technologies les plus efficaces du point de vue de la collectivité. Les coûts d'abattement ne disent rien en revanche des outils de politique économique à mettre en place et ils ne peuvent pas être interprétés comme le niveau nécessaire pour la taxe carbone ou le bonus-malus à l'achat des véhicules (voir la *Partie 1 – Méthodologie*¹).

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

Le remplacement des véhicules conventionnels par des véhicules à faibles émissions

Les gisements associés à la transition vers des véhicules à faibles émissions constituent un élément essentiel de la stratégie de décarbonation des transports. Pour les véhicules légers, la priorité est donnée aux motorisations électriques, d'abord à batteries puis éventuellement avec pile à combustible à hydrogène. La SNBC prévoit un point de passage en 2030 avec 35 % d'immatriculations électriques et un recours transitoire aux hybrides rechargeables – en cohérence notamment avec l'interdiction en 2040 de ventes de véhicules utilisant des énergies fossiles, comme le prévoit la loi d'orientation des mobilités (LOM). Les véhicules électriques représentaient déjà en France 11 % des immatriculations de voitures particulières neuves en 2020.

Dans la comparaison des différentes options de motorisation, les composantes de coût sont essentiellement techniques (coût du véhicule, dépenses de carburant associées à l'usage, externalités liées aux émissions de polluants, etc.). Le différentiel de coût généralisé doit alors être rapporté aux émissions de gaz à effet de serre évitées (voir la [Partie 1 – Méthodologie](#)).

Les motorisations étudiées ici, outre le véhicule thermique essence pris en référence, sont : le véhicule hybride non rechargeable ou « *full hybrid* » ; l'hybride rechargeable ou « *plug-in hybrid* », qui ne fonctionne intégralement en mode électrique que sur des distances limitées ; l'électrique à batteries pour des autonomies de 200, 400 ou 600 km ; et l'électrique avec pile à combustible, que l'on désignera par simplicité motorisation « hydrogène ». Sept paramètres ont été retenus pour l'analyse des coûts généralisés des différentes options :

- le coût à l'achat des véhicules, en tenant compte des baisses du coût des véhicules à faibles émissions et d'une hausse de celui des véhicules conventionnels, du fait de l'augmentation des rendements des moteurs thermiques ;
- la consommation réelle des véhicules, en tenant compte des environnements de circulation ;
- le prix des carburants, en tenant compte de l'évolution des prix hors taxe des produits pétroliers et de l'électricité ;
- la fiscalité et le coût d'opportunité des fonds publics, afin de neutraliser les effets de transferts fiscaux ;
- les conditions et l'intensité d'usage des véhicules ;
- le coût des infrastructures de recharge dont l'importance et les conditions d'affectation ne peuvent être établis aujourd'hui que de manière très approchée ;
- enfin, les externalités environnementales (en dehors de l'impact sur les émissions de CO₂), congestion, pollution sonore et qualité de l'air. Dans une logique de cycle de vie,

il conviendrait de prendre en aussi compte les externalités (autres que les émissions de CO₂) liées aux batteries, mais en l'absence de référentiel adéquat elles seront à ce stade ignorées.

Les coûts d'abattement sont calculés par rapport à l'option de référence « achat d'un véhicule thermique ». Ils n'intègrent donc pas les externalités qui sont communes à tous les types de véhicules, comme l'empreinte carbone de la carrosserie.

Les coûts d'abattement sont fortement dépendants de l'ensemble de ces hypothèses, mais le véhicule électrique à faible autonomie sur le segment des « citadines » et le véhicule hybride rechargeable sur le segment des berlines présentent les indicateurs les plus favorables à court terme. Ce constat doit être nuancé par le fait qu'à l'horizon 2040, toutes les motorisations alternatives ont un bilan positif lorsqu'il est rapporté à la valeur de l'action pour le climat définie par le rapport Quinet¹ (507 €/tCO₂eq en 2040), y compris le véhicule à hydrogène si les baisses de coût du véhicule atteignent 40 %.

Encadré 1 – Les coûts d'abattement de trois types de véhicules alternatifs, pour différents jeux d'hypothèses

Le coût d'abattement des véhicules alternatifs dépend essentiellement du prix des carburants associés au véhicule conventionnel de référence, et du coût d'investissement de ce véhicule alternatif. Les tableaux ci-dessous permettent une comparaison des coûts d'abattement pour cinq types de véhicules : citadine hybride, berline hybride, citadine électrique, berline électrique et berline hydrogène.

Les calculs sont menés pour les différents prix des énergies fossiles correspondant aux scénarios de l'AIE *Stated Policies* (AIE-AME) et *Sustainable Development* (AIE-DD). Cela révèle un cas type de « *green paradox* » : les coûts d'abattement sont plus élevés dans les scénarios de forte réduction globale des émissions (AIE-DD), car les prix des énergies fossiles y sont supposés plus faibles. Les hypothèses de prix des fossiles sont croisées avec des hypothèses de réduction plus ou moins forte du coût d'investissement du véhicule.

Le Tableau 1 est fondé sur le calcul des coûts d'abattement « en budget carbone », c'est-à-dire sans actualiser les émissions évitées des gaz à effet de serre au dénominateur. Il fait apparaître un classement des différentes options aux

¹ 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.

différents horizons de temps (en bleu les coûts les plus faibles, en orange les plus élevés à chaque date), ainsi que la sensibilité du résultat aux hypothèses adoptées.

La citadine électrique présente les coûts les plus faibles à court et moyen terme (jusqu'en 2025), mais ces coûts diminuent peu sur le plus long terme. La berline électrique au contraire voit son coût d'abattement décroître de manière significative et elle devient l'option présentant les coûts les plus faibles après 2030. La berline hydrogène présente les coûts les plus élevés dans tous les cas, même avec une baisse du coût d'investissement de 40 %.

Tableau 1 – Coûts d'abattement en budget carbone à différents horizons selon le scénario énergétique et l'évolution du prix d'achat du véhicule (en €/tCO₂eq)

	Prix des énergies Prix du véhicule	2020		2025		2030		2040	
		AIE-AME	AIE-DD	AIE-AME	AIE-DD	AIE-AME	AIE-DD	AIE-AME	AIE-DD
Citadine hybride	-6 % en 2040	332	360	220	264	137	192		
Berline hybride	-7 % en 2040	307	338	225	273	186	245	158	228
Citadine électrique	-18 % en 2040	279	311	225	275	220	282	206	279
	-25 % en 2040	279	311	218	268	202	264	158	232
Berline électrique	-21 % en 2040	413	448	284	338	252	319	238	319
	-29 % en 2040	413	448	272	326	199	266	106	187
Véhicule hydrogène	-20 % en 2040	1025	1055	962	1008	934	992	838	907
	-40 % en 2040	1025	1055	880	926	749	807	410	480

Lecture : ce tableau présente le coût d'abattement socioéconomique « en budget carbone » des différents véhicules, selon la baisse envisagée du prix d'achat du véhicule à l'horizon 2040 et le scénario retenu pour les prix de l'énergie. « AIE-AME » est le scénario « avec mesures existantes » établi par l'AIE ; « AIE-DD » est le scénario de l'AIE dans lequel les pays mettent en œuvre les mesures nécessaires pour limiter la hausse des températures à 2 °C. Les chiffres en bleu et orange représentent respectivement les options les moins chères et les plus chères à chaque horizon de temps. Pour les véhicules électriques, la première hypothèse de baisse de prix correspond à la moyenne des estimations de la littérature, la deuxième est plus volontariste. Sur le véhicule hydrogène, en l'absence de projection des coûts à l'horizon considéré, nous avons retenu des hypothèses *ad hoc* plausibles.

Source : calculs des auteurs

Le Tableau 2 permet de comparer les coûts des différentes options à la valeur de l'action pour le climat aux différents horizons de temps. Il présente les coûts d'abattement « ajustés à la VAC », (c'est-à-dire calculés en tenant compte du fait que le taux de croissance de la VAC est supérieur au taux d'actualisation jusqu'en 2040), qui permettent une comparaison du niveau des coûts d'abattement à la VAC. L'évaluation socioéconomique montre qu'aucun véhicule ne présente aujourd'hui un coût d'abattement inférieur à la VAC. Mais la situation change rapidement dans le temps et les coûts d'abattement deviennent inférieurs à la VAC

dès 2025 pour la citadine électrique (si le prix du carburant est élevé), en 2030 pour la berline électrique et même en 2040 pour la berline hydrogène, si la baisse du coût d'investissement est égale ou supérieure à 40 %. Or on ne peut exclure des scénarios où les progrès techniques et les effets d'apprentissage dans le déploiement entraîneraient des baisses encore plus importantes.

Tableau 2 – Coût d'abattement ajusté à la VAC à différents horizons selon le scénario énergétique et l'évolution du prix d'achat du véhicule (en €/tCO₂eq)

	Prix des énergies	2020		2025		2030		2040	
		AIE-AME	AIE-DD	AIE-AME	AIE-DD	AIE-AME	AIE-DD	AIE-AME	AIE-DD
	VAC	88		171		253		507	
	Prix du véhicule	88		171		253		507	
Citadine hybride	-6 % en 2040	196	213	168	202	113	158		
Berline hybride	-7 % en 2040	178	196	170	206	152	200	158	228
Citadine électrique	-18 % en 2040	159	177	169	206	178	228	206	279
	-25 % en 2040	159	177	163	201	163	213	158	232
Berline électrique	-21 % en 2040	229	248	208	248	200	254	238	319
	-29 % en 2040	229	248	200	239	158	212	106	187
Véhicule hydrogène	-20 % en 2040	605	623	736	772	769	817	838	907
	-40 % en 2040	605	623	673	709	617	665	410	480

Lecture : ce tableau présente le coût d'abattement socioéconomique « ajusté à la VAC » des différents véhicules, selon la baisse envisagée du prix d'achat du véhicule à l'horizon 2040 et le scénario retenu pour les prix de l'énergie. « AIE-AME » est le scénario « avec mesures existantes » établi par l'AIE ; « AIE-DD » est le scénario de l'AIE dans lequel les pays mettent en œuvre les mesures nécessaires pour limiter la hausse des températures à 2 °C. Les coûts d'abattement en orange sont supérieurs à la VAC : le véhicule n'est pas socioéconomiquement rentable à cet horizon de temps. Lorsque le coût d'abattement est en bleu, le véhicule est socioéconomiquement rentable (les nombres en mauve correspondant à des coûts d'abattement proches de la VAC).

Source : calculs des auteurs

Dans certains cas, les coûts d'abattement sont assez stables dans le temps, voire croissants. Cela s'explique par deux types de facteurs. Il s'agit d'une part du jeu des évolutions croisées des différentes hypothèses en dynamique. En effet, la baisse du prix des véhicules électriques et la hausse de celui des motorisations thermiques (par renforcement des normes) sont compensées respectivement par la hausse du prix de l'électricité et par les gains d'efficacité énergétique des moteurs thermiques. D'autre part, dans le cas des coûts d'abattement ajustés à la VAC un second facteur intervient en raison d'une valorisation des réductions d'émission attendues qui tient compte du ralentissement de la croissance de la VAC, jusqu'à ce que son taux de croissance rejoigne en 2040 le taux d'actualisation : toutes choses égales par ailleurs, le coût d'abattement est d'autant plus faible que la substitution se fait de manière anticipée.

L'indicateur de coût d'abattement ne permet pas vraiment de discriminer véhicules hybrides et électriques à batterie, dont la rentabilité socioéconomique advient au même horizon. Cependant, comme expliqué dans la [Partie 1 – Méthodologie](#), le choix d'une technologie plutôt que d'une autre doit s'appuyer non seulement sur le coût d'abattement pour favoriser la solution la moins chère, mais aussi sur le potentiel de réduction d'émissions de chacune des technologies afin d'assurer l'atteinte de l'objectif global de baisse des émissions. Ainsi, dans la mesure où les véhicules hybrides induisent des émissions résiduelles incompatibles avec la décarbonation complète du transport terrestre, ils semblent appelés à ne jouer qu'un rôle transitoire dans la transformation du parc automobile. Cette considération invite notamment à limiter les efforts en faveur des motorisations hybrides afin d'éviter les effets de verrouillage ou de *lock-in*.

Dans l'hypothèse d'une baisse significative des coûts des technologies et du vecteur hydrogène, les véhicules à hydrogène décarboné sont susceptibles de jouer un rôle important dans la mobilité routière, en commençant dans un premier temps par des flottes correspondant à des usages spécifiques nécessitant une autonomie importante. À ce stade, les hypothèses de baisse de prix retenues pour le véhicule hydrogène sont des hypothèses de travail, dont la matérialisation dépendra aussi de la capacité du véhicule hydrogène à prendre des parts de marché à l'électrique.

La décarbonation des carburants : le cas des biocarburants

Les biocarburants sont classés en trois générations selon l'origine des matières premières utilisées pour les produire. Les biocarburants de première génération, dits « conventionnels », sont issus de cultures qui pourraient aussi être destinées à l'alimentation (graisse, amidon, sucre). Les biocarburants de deuxième génération, dits « avancés », sont issus de résidus de cultures ou de déchets. Ils ne sont donc pas en concurrence avec la production alimentaire. Les biocarburants de troisième génération, non encore matures, sont produits à partir d'autres matières premières, notamment des algues.

Le calcul du coût d'abattement associé à la mobilisation des biocarburants est *a priori* relativement simple : il s'agit d'effectuer le ratio entre, d'une part, le différentiel de coût de production et de coûts externes du biocarburant par rapport au carburant fossile et, d'autre part, le différentiel de contenu carbone par unité énergétique.

Cependant, la production de biomasse à vocation énergétique soulève d'importants enjeux de compétition avec la production alimentaire. Elle a ainsi des effets notables sur l'environnement, avec des changements d'affectation des sols directs, quand de nouvelles surfaces sont mises en culture, ou indirects, lorsque des cultures préexistantes sont déplacées. Le bilan en termes d'émissions des biocarburants par rapport aux carburants fossiles est difficile à établir et il varie en fonction de très nombreux paramètres.

En particulier, il pourra être fortement dégradé par la disparition induite de puits de carbone naturels tels que les forêts.

En conséquence, les travaux scientifiques montrent une grande disparité des résultats et de fortes incertitudes en ce qui concerne les réductions de GES permises par les bioénergies par rapport à des sources d'origine fossile, en particulier lorsqu'on tient compte des changements d'affectation des sols, y compris indirects. Pour cette étude, nous retenons des baisses des émissions moyennes : pour le bioéthanol de première génération, une baisse des émissions comprises entre 30 % et 40 % par rapport à l'essence ; pour le biodiesel de première génération, une baisse de 15 % à 25 % seulement par rapport au gazole ; pour les biocarburants de deuxième génération, une réduction des émissions comprises entre 50 % et 60 % en moyenne.

Il apparaît avec ces calculs que la rentabilité socioéconomique des biocarburants de première génération n'est actuellement pas garantie, y compris avec les hypothèses les plus favorables pour les réductions d'émissions.

L'analyse des coûts d'abattement des biocarburants de deuxième génération peut être menée sur la base d'une méta-analyse de l'INRA. Il apparaît que si ces biocarburants ne sont clairement pas socioéconomiquement rentables aujourd'hui, ils pourraient l'être à compter de 2030 (c'est-à-dire que leur coût d'abattement ajusté à la VAC serait inférieur à la VAC), à condition que des baisses de coûts de production significatives (de 20 % à 30 %) se matérialisent. Ces biocarburants permettant des réductions d'émissions significativement plus importantes en moyenne, ces résultats plaident pour une concentration des efforts vers ces technologies.

Mais quand bien même leur utilisation serait socioéconomiquement efficace, les biocarburants induisent des réductions d'émissions limitées par trois types de contraintes, ce qui réduit leur intérêt à long terme dans une perspective de décarbonation complète des transports terrestres à l'horizon 2050 : la contrainte d'incorporation aux carburants (sans changement dans l'alimentation du véhicule, le taux de biocarburant est limité à 5 % ou 10 % selon les motorisations) ; la contrainte de pollution locale et enfin la contrainte sur les ressources en biomasse disponibles. Du fait de ces trois contraintes, notamment de la ressource limitée, les biocarburants ne semblent pas devoir être privilégiés pour les véhicules particuliers, mais réservés aux modes de transports pour lesquels l'électrification n'est pas envisageable.

Au total, pour les véhicules particuliers, les véhicules électriques remplissent à la fois les critères de rentabilité à moyen terme et de potentiel important de décarbonation et semblent être une solution « sans regret ». Pour les usages spécifiques nécessitant une autonomie importante, les véhicules hybrides à court terme – et, à plus long terme, l'hydrogène – pourront constituer une alternative. Dans ce dernier cas, le déploiement

massif des véhicules électriques à hydrogène dépendra conjointement des baisses de coût dans la production en série et de l'existence d'une infrastructure de ravitaillement adaptée.

Améliorer les performances de la motorisation des véhicules : les cas des poids lourds

Le transport routier de marchandises est la deuxième source d'émission de gaz à effet de serre dans le secteur des transports. Poids lourds et utilitaires contribuent à plus de 40 % des émissions du secteur, soit plus de 12 % de l'ensemble des émissions nationales. La décarbonation complète des transports terrestres prévue dans la SNBC à l'horizon 2050 ne pourra se faire sans une conversion massive du parc vers des motorisations à faibles émissions. Si le mouvement est analogue à la transformation progressive du parc de véhicules légers, l'analyse des véhicules poids lourds fait cependant ressortir des différences significatives, en raison d'une offre de motorisations alternatives aujourd'hui moins développée et de la très grande diversité des conditions d'usage.

Le scénario sous-jacent à la SNBC prévoit que les motorisations diesel représenteront encore les deux tiers des immatriculations de poids lourds neufs en 2030. Les règlements européens établissent, de manière analogue à la réglementation applicable aux véhicules particuliers, des normes d'émissions de CO₂ pour les poids lourds neufs vendus dans l'Union européenne, visant une réduction de l'intensité carbone à la tonne.km de 15 % d'ici 2025 et de 30 % d'ici 2030.

Les travaux menés pour l'International Council on Clean Transportation (ICCT) estiment en effet qu'une réduction d'environ 30 % des émissions des véhicules lourds est accessible pour un coût d'abattement négatif pour la collectivité hors considération des externalités climatiques. Autrement dit, la réduction de 30 % de l'intensité carbone des poids lourds neufs vendus dans l'Union européenne d'ici 2030 semble souhaitable, indépendamment des réductions d'émissions qu'elle permet. Elle fait donc partie des potentiels de décarbonation sans regrets.

Cependant, des coûts d'abattement socioéconomiques négatifs ne signifient pas pour autant que les gisements concernés sont susceptibles de se déployer spontanément et rapidement sans mécanisme d'incitation. En effet, la manière dont ils sont calculés ne reflète pas les critères de choix des agents privés, en raison d'une part d'un taux d'actualisation plus faible et d'autre part de la non-prise en compte des coûts de transaction ou autres « coûts cachés ».

Report modal et changements d'usage : les cas du covoiturage et des modes actifs

En France, l'automobile reste le mode de transport largement privilégié pour les déplacements locaux. Mais ce constat cache de profondes différences entre les territoires. Quand l'automobile est encore utilisée pour près de 80 % des déplacements locaux en milieu rural, la marche et les transports en commun en couvrent plus de 60 % dans l'agglomération parisienne. La mise en évidence de ces contrastes invite à une approche différenciée, territoire par territoire.

Le covoiturage

Sans modifier la part de l'automobile dans les déplacements locaux, le développement du covoiturage à courte et moyenne distance permettrait de limiter les consommations énergétiques et les impacts climatiques par passager transporté. En effet, le taux d'occupation des véhicules est aujourd'hui faible : il est de seulement 1,2 pour les trajets inférieurs à 20 km (82 % des déplacements), mais dépasse 2 pour les trajets de plus de 200 km.

La Stratégie de développement de la mobilité propre de 2016 définissait une cible de 1,8 à 2 personnes en moyenne par véhicule en 2030 (contre 1,3 en moyenne aujourd'hui), en insistant sur le nécessaire développement des aires dédiées au covoiturage et des services numériques facilitant la mise en relation des covoitureurs potentiels. Même si la crise sanitaire peut constituer un frein temporaire au développement des modes partagés, l'ambition est maintenue dans le plan de relance du gouvernement, qui prévoit des crédits additionnels pour la réalisation de voies réservées au covoiturage.

Les modes actifs, vélo et marche

Pour le vélo, en matière de pratique cyclable, la France se signale par un retard certain sur d'autres pays européens. Les Français ne sont que 4 % à déclarer le vélo comme mode de transport le plus utilisé, contre plus de 35 % de la population aux Pays-Bas, 20 % au Danemark ou en Hongrie, et 9 % en moyenne à l'échelle européenne. Le constat doit aussi tenir compte de disparités territoriales et locales fortes : si la pratique du vélo a récemment fortement augmenté dans le cœur des grandes villes, elle continue de s'affaïsser en périphérie.

Cela signifie que le potentiel de développement est très important. En effet, le vélo est particulièrement bien adapté aux déplacements entre 1 km et 5 km, l'essor des vélos à assistance électrique élargissant ce rayon aux déplacements jusqu'à 7 km. Et ce potentiel concerne l'ensemble des territoires : la Direction générale de l'Énergie et du Climat (DGEC) estime que la part des déplacements cibles du vélo est de 54 % dans le centre

des grandes villes, de 65 % dans la périphérie des petites villes et encore de 50 % dans la périphérie des grandes villes et dans les communes « multipolaires ». La Stratégie de déploiement de la mobilité propre repose par ailleurs sur l'hypothèse d'une multiplication par quatre de la part modale du vélo d'ici 2030.

Les enjeux se posent de manière significativement différente pour la marche : son potentiel de développement semble bien moindre dans la mesure où elle parviendrait déjà à capter 60 % à 90 % de ses déplacements cibles, à moins de 1 km.

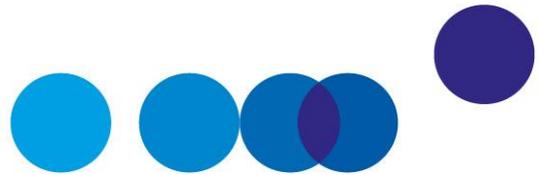
Comment calculer les coûts d'abattement ?

La méthodologie de calcul des coûts d'abattement associés aux reports modaux de l'automobile vers le covoiturage ou les mobilités actives reste aujourd'hui exploratoire. L'évaluation est structurellement plus difficile que pour le remplacement des véhicules, dans la mesure où il s'agit de comparer des usages imparfaitement substituables du point de vue des services rendus et des coûts non marchands associés. Le coût d'abattement doit prendre en compte notamment les coûts marchands pour l'utilisateur, le coût du temps associé aux différents modes, les coûts externes transport (infrastructures, congestion, risques), les externalités environnementales et enfin les cobénéfices santé.

Dans ce cas, l'évaluation et la comparaison des coûts d'abattement se heurte à deux difficultés principales : tout d'abord l'incertitude et la variabilité des principaux paramètres en fonction des milieux d'usage ; et surtout la très grande dépendance des résultats au type de composante prise en compte dans le calcul.

En particulier, les coûts sont très élevés lorsqu'on ne tient compte que des coûts directs pour l'utilisateur, du fait de la valeur du temps : les trajets étant plus longs à vélo ou à pied qu'en voiture, la valorisation du temps perdu tire fortement le coût d'abattement à la hausse. À l'inverse, dès lors qu'on intègre les cobénéfices sanitaires, le coût d'abattement baisse drastiquement, jusqu'à être fortement négatif pour le vélo et dans une moindre mesure pour la marche.

Au final, il apparaît que le coût d'abattement est un indicateur très imparfait pour discuter la pertinence économique de l'encouragement à la pratique des modes actifs (et dans une moindre mesure du covoiturage). Outre la difficulté à comparer des modes imparfaitement substituables, l'incertitude sur le résultat du bilan socioéconomique dépend fondamentalement de deux composantes : les pertes de temps d'une part, les gains en termes de santé d'autre part.



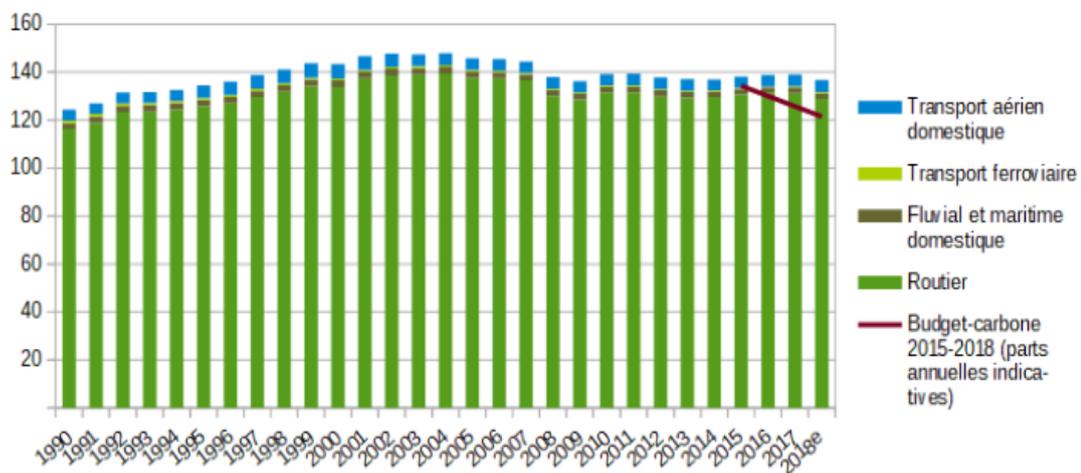
CHAPITRE 1

ÉTAT DES LIEUX, SPÉCIFICITÉS ET PERSPECTIVES DU SECTEUR

1. Vue d'ensemble

Le secteur des transports est le premier secteur d'émissions de gaz à effet de serre en France avec 136 MtCO₂eq émis en 2018 (Graphique 2), soit 31 % des émissions nationales (hors soutes)¹. Ces émissions ont la particularité d'être principalement du CO₂, à hauteur de 96 %.

Graphique 2 – Évolution des émissions de GES du secteur des transports (en MtCO₂eq)



e : estimation

Source : SNBC, 2020 à partir de l'inventaire CITEPA de mai 2019 au format SECTEN et au périmètre Plan Climat Kyoto, données non corrigées de variations climatiques. Émissions hors soutes internationales

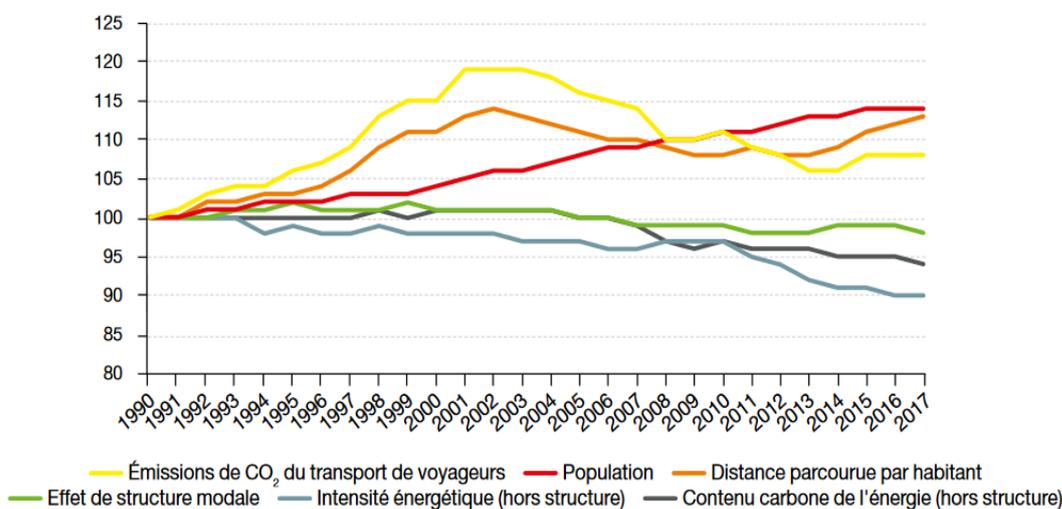
¹ Citepa (2020), *Gaz à effet de serre et polluants atmosphériques - bilan des émissions en France de 1990 à 2018*, rapport national d'inventaire au format SECTEN, juin.

Contrairement aux autres secteurs, qui ont connu en France une baisse de leurs émissions depuis 1990, le transport se caractérise, après une hausse de 1990 à 2004, par une stabilité remarquable depuis 2008. Le trafic routier est à l'origine de 94 % des émissions de ce secteur, contre près de 4 % pour l'aérien domestique, 2 % pour le maritime, le fluvial et la plaisance et enfin moins de 1 % pour le ferroviaire¹ (Graphique 2 page précédente).

La stabilité des émissions s'explique par trois facteurs qui s'appliquent particulièrement au secteur routier : une tendance à l'augmentation des trafics, une amélioration encore insuffisante des performances des véhicules neufs et enfin des résultats moins bons qu'espéré pour le report modal, en particulier dans le transport de marchandises.

Pour illustrer les raisons de cette stagnation des émissions, le Graphique 3 décompose en cinq facteurs l'évolution des émissions de CO₂ entre 1990 et 2017 pour le transport de voyageurs, qui représente plus de la moitié des émissions du secteur. La baisse du contenu carbone de l'énergie – grâce notamment à l'incorporation de biocarburants et à l'électrification progressive de certains modes – et une intensité énergétique moindre ont été compensés par d'autres facteurs comme la hausse de la population et la distance parcourue par habitant.

Graphique 3 – Décomposition de l'évolution des émissions de CO₂ du transport de voyageurs en France (base 100 en 1990)



Note : les émissions de CO₂ sont égales, à un facteur 100 près, au produit des autres grandeurs représentées.

Champ : tous modes, y compris les véhicules étrangers, hors transport aérien international.

Source : CGDD (2019), « *Les émissions de CO₂ liées à l'énergie en France de 1990 à 2017 – Facteurs d'évolution et éléments de comparaison internationale* », Datalab Énergie ; calculs SDES

¹ Ibid.

Ces tendances n'ont pas permis de satisfaire les cibles du budget carbone 2015-2018, telles que définies dans la SNBC de 2018 (Graphique 1). En effet, ce budget prévoyait une baisse de 10 % environ des émissions de GES sur la période. Parmi les raisons invoquées dans la SNBC pour expliquer le retard pris dans la décarbonation du secteur, on peut citer la faiblesse des prix des énergies fossiles, l'écart entre les émissions théoriques et effectives des véhicules ou encore les résultats décevants en matière de report modal.

2. Spécificités du secteur au regard des objectifs de décarbonation

Le secteur des transports présente deux grandes spécificités qui définissent très directement les gisements d'abattement et les actions qu'il sera nécessaire de mettre en œuvre pour les mobiliser : premièrement, le caractère très diffus des émissions et deuxièmement l'existence d'externalités négatives importantes, donc de cobénéfices à la réduction.

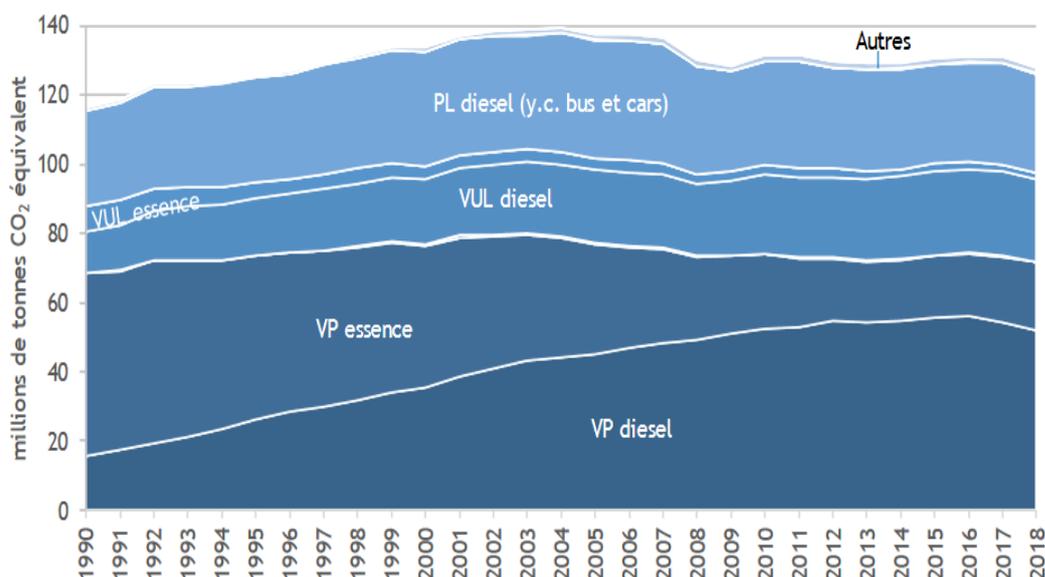
À première vue, le secteur semble très uniforme, car le trafic routier est à l'origine de la quasi-totalité de ses émissions. Les efforts de décarbonation vont ainsi porter prioritairement sur le transfert modal puis, au sein du transport routier, sur le verdissement du parc de véhicules. Cette concentration des émissions peut laisser espérer une décarbonation rapide du fait de l'apparente homogénéité du secteur et de l'existence de solutions à basses émissions.

Cependant, les émissions du transport routier sont induites par un nombre très important de véhicules particuliers (VP), d'utilitaires légers (VUL) et de poids lourds (PL) (Graphique 4 page suivante). Le parc de véhicules particuliers représente en effet 32,7 millions de véhicules en 2018, celui des utilitaires légers près de 6,2 millions et celui de véhicules lourds près de 650 000¹.

Le gisement du secteur est donc éclaté en un grand nombre d'équipements et les actions de décarbonation dépendent de décisions d'investissement fragmentées, émanant d'une multitude d'acteurs. Dans ce contexte, les flottes de l'administration ou des entreprises peuvent constituer des marchés de niche et un levier important pour la conversion des parcs.

¹ CGDD (2020), « [Chiffres clés du transport – Édition 2020](#) », *Datalab Transport*, Commissariat général au développement durable, mars.

Graphique 4 – Évolution des émissions du transport routier depuis 1990 en France



Source : Citepa (2020), [Gaz à effet de serre et polluants atmosphériques – bilan des émissions en France de 1990 à 2018, rapport national d'inventaire, format SECTEN](#)

Les caractéristiques spécifiques du transport routier ne se limitent pas aux types de véhicules et à leurs motorisations. D'autres dimensions sont à prendre en compte, liées notamment à l'hétérogénéité des usages (nombre de kilomètres parcourus chaque année, milieux de circulation, etc.). Ainsi, les solutions de décarbonation efficaces ne seront pas nécessairement les mêmes pour un véhicule parcourant beaucoup de kilomètres en milieu urbain que pour un véhicule faiblement utilisé en zone rurale.

La deuxième caractéristique du secteur des transports est la présence d'externalités importantes. Celle liée aux coûts de congestion s'applique à tous les types de véhicules. Mais ce sont les motorisations thermiques qui, outre leur impact climatique, sont responsables de deux externalités environnementales majeures : la pollution de l'air et les nuisances sonores. Comme pour les émissions de GES, le transport routier est la cause principale de ces externalités.

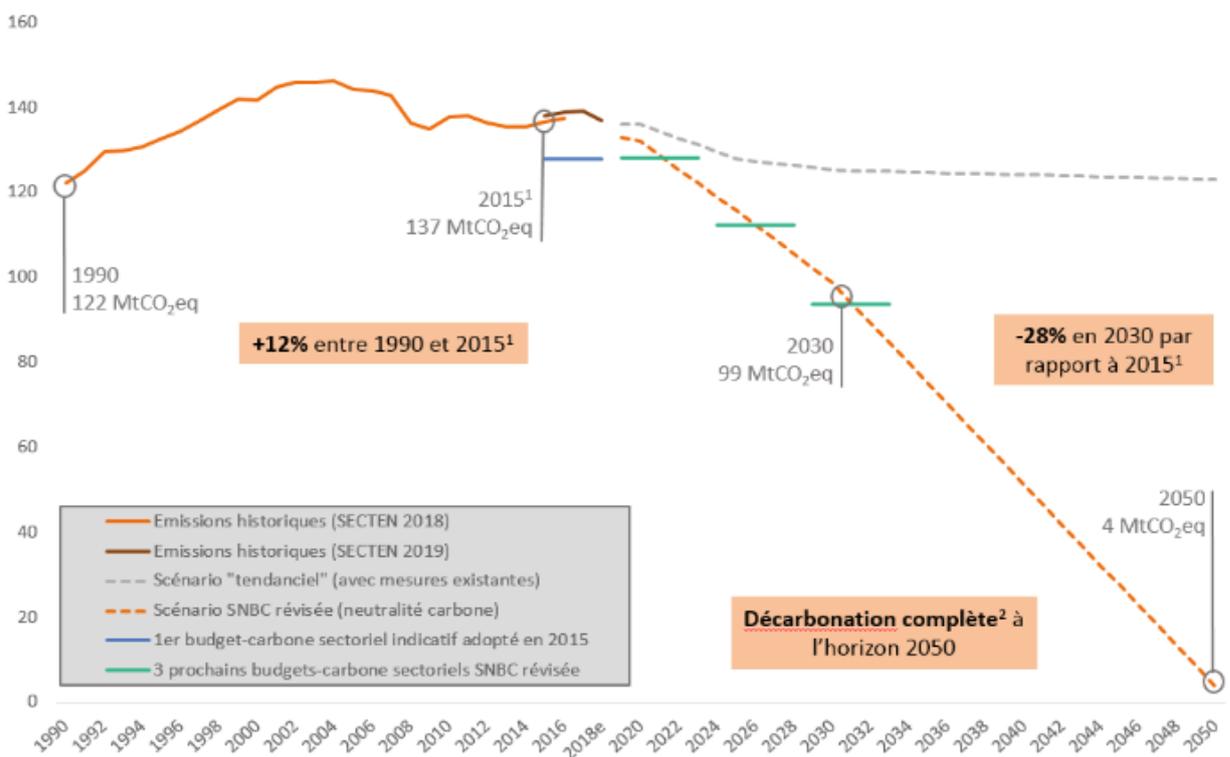
Pour la qualité de l'air, le transport routier représente de 75 % à 100 % des émissions des transports, selon les polluants. La prise en compte des cobénéfices aura donc une incidence considérable sur le calcul des coûts d'abattement, avec toutefois une forte dépendance aux milieux d'usage. En particulier, les externalités relatives à la qualité de l'air et aux nuisances sonores auront un poids beaucoup plus important lorsqu'on s'intéressera aux déplacements en zones densément peuplées.

3. La vision des transports dans la SNBC

La SBNC donne au secteur des transports un rôle clé dans la décarbonation de la France à l'horizon 2050 (Graphique 5). Ce rôle se concrétise notamment par un objectif intermédiaire à l'horizon 2030 d'une baisse de 28 % des émissions par rapport au niveau de 2015. Cela suppose une inflexion très rapide des émissions de ce secteur, qui devra rompre avec la stabilité observée sur les deux dernières décennies.

Le report modal jouera un rôle prépondérant en réorientant la demande de mobilité vers les modes alternatifs peu émetteurs de GES. Mais l'objectif de neutralité carbone à l'horizon 2050 devra passer par une décarbonation complète des transports terrestres et maritimes, avec un passage à des motorisations peu émettrices et surtout à des vecteurs énergétiques décarbonés.

Graphique 5 – Historique et projection des émissions du secteur des transports entre 1990 et 2050 (en MtCO₂eq)



¹ Les émissions utilisées pour l'année 2015 sont celles de l'inventaire CITEPA SECTEN 2018.

² Ne tient pas compte des fuites résiduelles « incompressibles » de gaz (gaz fluorés, gaz renouvelables) et des émissions résiduelles issues du transport aérien domestique.

e : estimation

Source : SNBC à partir de l'inventaire CITEPA d'avril 2018 au format SECTEN et au périmètre Plan Climat

Sur la période 2015-2040, une transformation complète du parc de véhicules sera donc nécessaire. Elle doit s'accompagner de la mise en place des nouvelles infrastructures de ravitaillement nécessaires au déploiement des véhicules à faibles émissions. Corrélativement, le verdissement du parc automobile va s'accompagner d'une hausse de la demande des vecteurs énergétiques décarbonés, en particulier l'électricité.

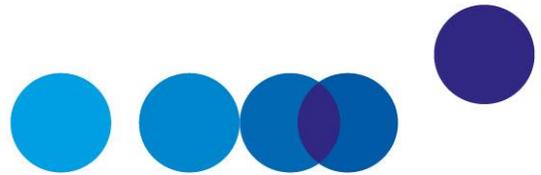
Or la SNBC considère qu'à comportements inchangés, la mobilisation des deux seuls leviers du report modal et du verdissement du parc entraînerait une pression significative sur les vecteurs énergétiques décarbonés, avec des conséquences sur leurs coûts et leur prix. C'est notamment pourquoi, afin de soulager la pression sur l'offre décarbonée, elle prévoit en amont deux leviers complémentaires qui visent à baisser la demande de transport et d'énergie, soit par une plus grande efficacité technique, soit par des changements de comportement vers plus de sobriété.

En résumé, la SNBC pour le secteur des transports repose sur cinq grands leviers :

- **Décarboner l'énergie consommée dans le secteur** : pour y parvenir, le scénario technique prévoit 35 % de motorisations électriques et 10 % d'hybrides rechargeables dans les ventes de véhicules particuliers neufs en 2030, et 100 % d'électriques en 2040. À cet horizon, les véhicules électriques à hydrogène pourraient également avoir un rôle à jouer. L'évolution des flottes concernera aussi l'ensemble des modes lourds (rail, maritime et fluvial), mais les contraintes spécifiques à certains usages laissent imaginer le recours à des solutions techniques plus variées.
- **Améliorer la performance énergétique des véhicules**, de manière à réduire la consommation de carburants, même entièrement décarbonés. La SNBC fixe notamment des objectifs chiffrés en matière d'efficacité énergétique et de consommation réelle des véhicules routiers (particuliers et poids lourds) à différents horizons entre 2030 et 2040, selon les motorisations.
- **Rééquilibrer les parts modales en faveur des modes plus économes en énergie et moins émetteurs**. Pour le transport de personnes, cela passe notamment par une augmentation du vélo : le Plan vélo de 2018 vise un passage de 3 % à 12 % en nombre de déplacements de courte distance en 2030, et à 15 % en 2050. Cela passe aussi par le développement des transports collectifs, avec une progression de part modale de 7 points entre 2015 et 2050. En ce qui concerne le transport de marchandises, la SNBC propose de dynamiser les alternatives à la route, notamment par la mise en place d'autoroutes ferroviaires et par le renforcement de l'attractivité des infrastructures portuaires et maritimes.
- **Optimiser le remplissage des véhicules**, pour le transport de passagers et de marchandises, de manière aussi à réduire les émissions par passager.km ou tonne.km. En ce qui concerne le transport de passagers, l'essor du covoiturage ou d'autres services de mobilité partagés doit permettre d'y contribuer.

- **En amont, maîtriser l'augmentation de la demande de transports**, en activant notamment des moyens structurels de découplage par rapport au PIB : nouvelles formes d'urbanisation et d'organisation du territoire, organisation du travail avec l'essor du télétravail, développement de l'économie circulaire et des circuits courts. Ces transformations profondes s'inscrivent dans le temps long, même si la crise sanitaire peut avoir un effet accélérateur, avec des effets positifs mais aussi négatifs : le télétravail, bien que réduisant les trajets pendulaires, pourrait aussi soutenir l'étalement urbain ou avoir un effet-rebond sur les déplacements non professionnels.

De nombreuses incertitudes subsistent en matière de compétition entre les différentes options et technologies. Ces incertitudes appellent une méthodologie rigoureuse pour identifier les actions de décarbonation les plus efficaces. La dynamique temporelle est d'autant plus importante dans l'hypothèse de l'introduction d'un prix du carbone. Si ce prix augmente dans le temps, il devrait rendre « coût-efficaces » certaines actions de décarbonation qui apparaissent aujourd'hui trop coûteuses.



CHAPITRE 2

REMPLACEMENT DES VÉHICULES CONVENTIONNELS PAR DES VÉHICULES À FAIBLES ÉMISSIONS

1. État des lieux

Les gisements associés à la transition vers des véhicules à faibles émissions constituent le principal levier de décarbonation des transports dans la SNBC. Pour les véhicules légers, la priorité est clairement donnée aux motorisations électriques – d’abord à batteries, puis éventuellement avec pile à combustible hydrogène – qui pourraient en 2050 couvrir l’intégralité des immatriculations de véhicules particuliers (VP) et 80 % de celles des utilitaires légers (VUL). Le scénario de la SNBC prévoit un point de passage en 2030 avec 35 % d’immatriculations électriques pour les VP et un recours transitoire aux hybrides rechargeables – en cohérence avec l’interdiction en 2040 de ventes de véhicules utilisant des énergies fossiles prévue dans la loi d’orientation des mobilités (LOM) et compte tenu du « fléchage » des biocarburants sur certains usages spécifiques.

Les motorisations à faibles émissions occupent aujourd’hui encore des parts de marché minoritaires, mais en croissance rapide. En 2019, les voitures électriques et les hybrides rechargeables ont représenté respectivement 1,9 % et 0,8 % des immatriculations totales¹. En début d’année 2020, la part de marché des véhicules électriques a très significativement augmenté sous l’effet notamment de l’entrée en vigueur de la réglementation européenne sur les émissions de CO₂² : les véhicules électriques constituaient 8,2 %

¹ Avere (2020), « [Baromètre annuel : près de 70 000 véhicules légers rechargeables immatriculés en 2019 !](#) », Association nationale pour le développement de la mobilité électrique, 9 janvier.

² Le règlement européen (règlement 2019/631 du Parlement européen et du Conseil) du 17 avril 2019 établit des exigences de performance en matière d’émissions de CO₂ pour les véhicules neufs immatriculés dans l’UE. Il fixe aux constructeurs immatriculant plus de 300 000 véhicules par an en Europe un objectif moyen de 95 gCO₂/km sur leurs ventes de voitures particulières neuves en 2020. En pratique, la mise en œuvre de

des immatriculations de voitures particulières neuves en janvier 2020. Cette part de marché élevée se maintient sur les trois premiers trimestres de l'année malgré la chute des ventes totales liée au confinement. Pour rappel, le contrat stratégique de la filière (CSF)¹ automobile vise une multiplication par cinq des ventes de véhicules 100 % électriques entre 2018 et 2022. Cela représenterait environ 150 000 immatriculations neuves en 2022, avec une cible à un million de véhicules électriques et hybrides rechargeables en circulation à cet horizon.

Les actions de déploiement des motorisations à faibles ou zéro émissions peuvent être évaluées de manière relativement simple dans une analyse des coûts d'abattement socioéconomiques. En effet, ces derniers peuvent être déterminés en comparant les coûts généralisés et actualisés des différentes options de motorisation. Les composantes de coût sont essentiellement techniques (coût du véhicule, dépenses de carburant associées à l'usage, externalités liées aux émissions de polluants, etc.) et doivent être rapportées aux émissions de GES évitées (voir la [Partie 1 – Méthodologie](#)).

En revanche, certaines actions – report modal, covoiturage, réduction du nombre de déplacements, etc. – s'appuient sur des évolutions comportementales plus difficiles à quantifier, car elles peuvent impliquer une perte d'utilité (ou de « surplus ») pour l'utilisateur. Dans le cas des véhicules à faibles émissions, on négligera ici la perte d'utilité associée à leur utilisation². En pratique, l'activation des actions de réduction réside principalement dans les décisions d'achat décentralisées des acquéreurs de véhicules (ménages, gestionnaires de flotte, etc.), et plus précisément dans leurs choix de motorisation. On analysera succinctement les déterminants de ces leviers comportementaux et les écarts par rapport au bilan socioéconomique dans le Chapitre 4.

l'objectif est partielle en 2020, car les 5 % des véhicules les plus polluants sont exclus du calcul des émissions moyennes et les véhicules à faibles et très faibles émissions bénéficient d'une surpondération durant trois ans. L'objectif est en outre différencié par constructeur selon la masse des véhicules, avec un critère dit d'« utilité » qui vise à maintenir de la diversité dans l'offre, c'est-à-dire en privilégiant les leviers technologiques de décarbonation à la réduction de la taille (et du poids) des véhicules.

¹ Conseil national de l'industrie (2018), « [Contrat stratégique de la filière Automobile \(2018-2022\)](#) », 22 mai.

² En théorie, les contraintes d'autonomie des véhicules électriques à batteries pourraient se traduire par un coût pour les usagers : il devrait être possible de déterminer un équivalent monétaire associé à la moindre disponibilité de ces véhicules (en particulier sur de longs trajets) par rapport à leurs équivalents thermiques.

2. Décomposition des coûts et hypothèses de calcul

2.1. Principe général

Les coûts d'abattement des actions de changement de motorisation des véhicules particuliers présentés ci-dessous sont obtenus :

- en déterminant les coûts généralisés associés à l'usage d'un véhicule sur sa durée de vie, ainsi que les émissions de GES associées ;
- en les comparant à la référence d'un véhicule thermique utilisant un carburant fossile (essence ou diesel) dont on suppose que la consommation unitaire diminue tendanciellement (selon le scénario de référence de la SNBC) ;
- en reportant le surcoût aux émissions évitées ;
- en réalisant les calculs à quatre horizons de temps successifs (2020, 2025, 2030 et 2040), pour pouvoir notamment les comparer à la trajectoire de la valeur de l'action pour le climat et déterminer à quel horizon les technologies deviennent socioéconomiquement efficaces.

On considérera deux gammes de véhicules, la première représentative des segments A et B (« citadines » et « polyvalentes ») et la seconde qui visera à rendre compte de véhicules de taille supérieure, principalement des segments C et D (« compactes bicorps et tricorps », « berlines familiales » ou SUV). Les motorisations étudiées, outre les véhicules thermiques essence pris en référence, seront :

- **l'hybride non rechargeable ou « full hybrid »**, dont la batterie se charge par le biais du moteur à combustion et ne se branche pas sur le réseau électrique. Cette motorisation sera étudiée exclusivement pour l'entrée de gamme (segments A et B) ;
- **l'hybride rechargeable ou « plug-in hybrid »**, qui peut fonctionner uniquement sur son mode électrique mais sur des distances limitées et à des vitesses réduites. À l'inverse, cette motorisation ne sera étudiée que pour la seconde partie de la gamme (segments C et D, et SUV), en faisant l'hypothèse qu'elle s'accompagne d'une batterie de 15 kWh pour une autonomie réelle comprise entre 50 km et 60 km ;
- **l'électrique à batterie**, dont on considérera des niveaux d'autonomie différents : 30 kWh et 200 km ou 60 kWh et 400 km pour les segments A et B ; 70 kWh et 400 km ou 105 kWh et 600 km pour les segments C, D et SUV ;

- **l'électrique avec pile à combustible**, que l'on désignera par simplicité motorisation « hydrogène »¹. En l'occurrence, cette technologie, dont le niveau de maturité n'est pas comparable (63 véhicules immatriculés en 2020 d'après l'Avere²), sera discutée à part et dans un second temps.

2.2. Décomposition des coûts généralisés

Le calcul des coûts d'abattement socioéconomiques doit tenir compte de l'ensemble des coûts pour la collectivité du remplacement d'une motorisation par une autre.

Coût à l'achat des véhicules

Les hypothèses de coûts d'achat des véhicules (voir Tableau 3) reposent sur le croisement de plusieurs études comparant des coûts complets de possession et sont ajustés sur la base des prix catalogues des principaux modèles vendus en France en 2019-2020. Au-delà des prix de base en 2020, des hypothèses doivent être avancées pour l'évolution des prix aux différents horizons de temps, avec des paramètres exogènes de progrès technologiques reposant sur trois déterminants :

- pour les véhicules électriques et hybrides rechargeables, une baisse tendancielle du prix des batteries (voir Graphique 6). On considère notamment une division par deux du prix des batteries entre 2020 et 2030, et par trois entre 2020 et 2040 ;
- pour toutes les motorisations à faibles émissions, y compris ici les hybrides non rechargeables, des baisses de coûts additionnelles (de 5 % à 10 % entre 2020 et 2025) associées à des gains de productivité sur les chaînes de production ou à l'amortissement progressif des investissements de R & D ;
- pour les motorisations thermiques de référence, des augmentations tendanciennes des prix (de l'ordre de 5 % entre 2020 et 2025) associées à la recherche d'une meilleure efficacité énergétique³.

¹ Les caractéristiques physico-chimiques de l'hydrogène en font également une solution à considérer pour une utilisation directe dans des moteurs à combustion. Toutefois, cette option technologique, à laquelle on ne s'intéressera pas ici, a un rendement énergétique moins favorable et entraîne des rejets d'oxydes d'azote (NO_x). Des adaptations spécifiques permettant néanmoins d'y remédier partiellement, cette option pourrait constituer une solution de transition, en phase de développement des infrastructures de production et de distribution d'hydrogène et avant que la technologie de pile à combustible atteigne sa pleine maturité.

² Association nationale pour le développement de la mobilité électrique.

³ CGDD (2017), « [Analyse coûts-bénéfices des véhicules électriques. Les voitures](#) », *Analyse théma transport*, Commissariat général au développement durable, juillet.

Tableau 3 – Hypothèses sur les caractéristiques des véhicules (prix d'achat et consommation) aux horizons de temps étudiés

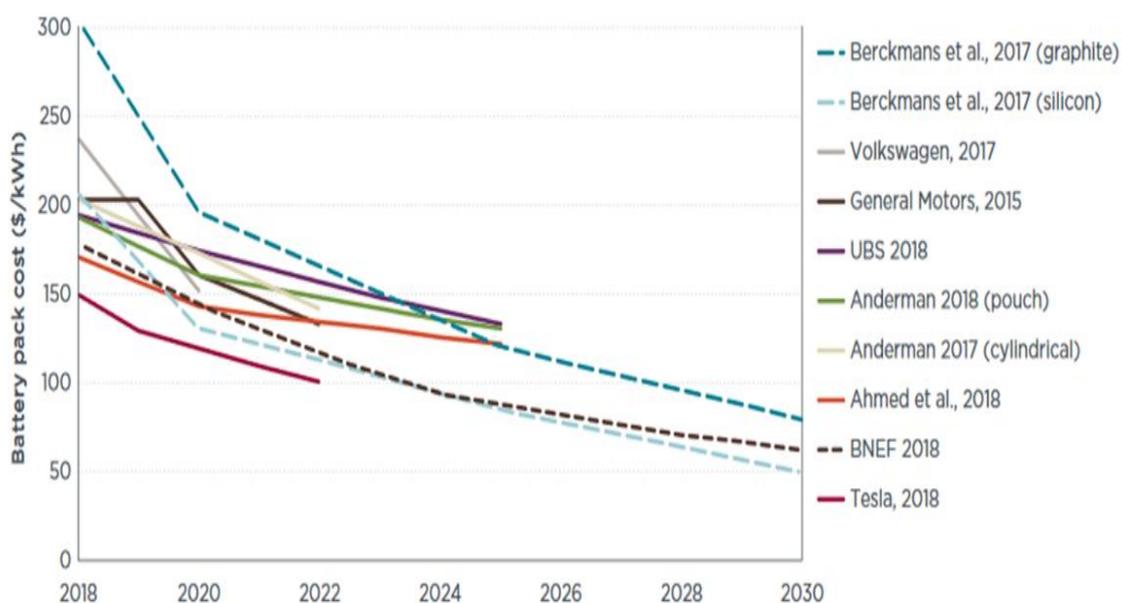
	Motorisation	2020	2025	2030	2040
Classe 1 : segments A et B	Essence	14 500 € 5,6 L/100 km	15 000 € 5,0 L/100 km	16 000 € 4,5 L/100 km	/
	Hybride essence	18 000 € 4,6 L/100 km	17 000 € 4,3 L/100 km	17 000 € 4,1 L/100 km	17 000 € 3,9 L/100 km
	Électrique (200 km)	22 500 € 17,1 kWh/100 km	20 000 € 16,2 kWh/100 km	19 500 € 15,4 kWh/100 km	22 300 € 14,5 kWh/100 km
	Électrique (400 km)	28 500 € 17,1 kWh/100 km	22 500 € 16,2 kWh/100 km	21 000 € 15,4 kWh/100 km	20 000 € 14,5 kWh/100 km
Classe 2 : segments C, D et SUV	Essence*	29 000 € 7,1 L/100 km	30 000 € 6,4 L/100 km	31 000 € 5,7 L/100 km	32 000 € 4,9 L/100 km
	Diesel	31 000 € 5,6 L/100 km	32 000 € 5,0 L/100 km	33 000 € 4,5 L/100 km	/

Lecture : en bleu, référence pour les calculs de coûts d'abattement.

* En 2040, on fait l'hypothèse que ce véhicule essence bénéficie d'une hybridation essence.

Source : commission sur les coûts d'abattement

Graphique 6 – Revue de littérature (études techniques et documents stratégiques de constructeurs) des perspectives d'évolution du prix des batteries



Source : ICCT (2019), « Update on electric vehicle costs in the United States through 2030 », Working Paper, n° 2019-06, avril

Consommation réelle des véhicules

À nouveau, les hypothèses exogènes structurantes concernent les progrès d'efficacité énergétique aux différents horizons de temps (voir Tableau 1 ci-dessus). Les paramètres retenus sont fondés sur les mêmes études que précédemment, en cohérence avec le scénario SNBC : les moteurs thermiques bénéficient de gains d'efficacité de 20 % d'ici 2030 par rapport à 2020, et les motorisations hybrides non rechargeables – dont on suppose qu'elles sont déjà davantage optimisées – de 10 % ; pour les motorisations électriques, les gains d'efficacité sont de 10 % d'ici 2030 et 15 % d'ici 2040 (par rapport à 2020). Par ailleurs, on notera qu'en 2040, les calculs sont réalisés par rapport à un véhicule hybride non rechargeable pris en référence ; les motorisations thermiques non hybridées ne sont plus prises en compte à cet horizon.

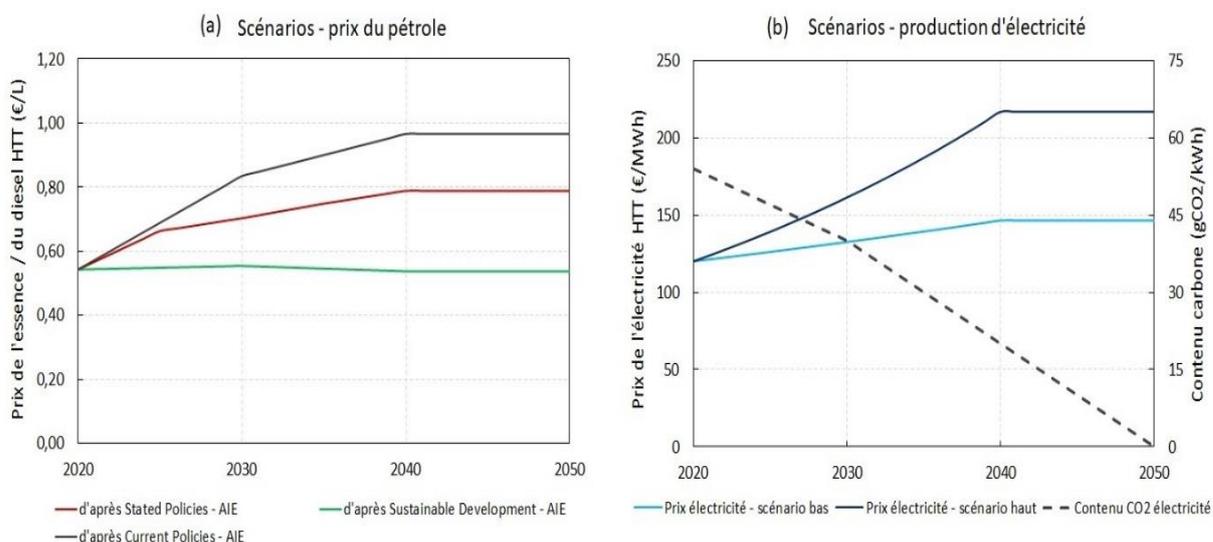
On notera par ailleurs que les consommations sont différenciées selon les environnements de circulation : un véhicule thermique consomme davantage à faibles rapports de vitesse, notamment en milieu urbain. À l'inverse, ce sont pour les vitesses élevées que les motorisations électriques sont les plus consommatrices, du fait des pertes par frottement. Enfin, on a émis l'hypothèse que les véhicules hybrides rechargeables pouvaient fonctionner entre 70 % et 90 % sur batterie en milieu urbain, contre seulement 20 % en interurbain, à vitesse plus élevée.

Prix des carburants

Les calculs ont été menés avec différentes hypothèses, à la fois sur le prix des carburants fossiles et sur celui de l'électricité (voir Graphique 7 page suivante). Pour le prix hors taxes de l'essence et du diesel, les scénarios sont dérivés du WEO 2019¹ : en particulier, les évaluations ci-dessous s'appuient essentiellement sur les scénarios *Stated Policies* (croissance de l'ordre de 30 % entre 2020 et 2040) et *Sustainable Development* (prix en très légère décroissance sur tout l'horizon). Pour l'électricité, deux hypothèses contrastées sont retenues, avec des taux de croissance annuels de 1 % et 3 %, pour rendre compte des évolutions possibles de la consommation et de la structure du système électrique.

¹ IEA (2019), *World Energy Outlook 2019*, Paris.

Graphique 7 – Scénarios de prix des énergies retenus, pour les carburants d'origine fossile (a) et l'électricité (b)



Source : hypothèses exogènes, d'après WEO 2019 de l'AIE pour les fossiles

Fiscalité et coût d'opportunité des fonds publics (COFP)

Les calculs proposés ici sont menés du point de vue de la collectivité, donc sans tenir compte des taxes, qui constituent des transferts entre agents. En revanche, les pertes de recettes fiscales, qui nécessiteront de mettre en place de nouveaux prélèvements ayant des effets distorsifs, sont pénalisées par un coefficient (pris à 25 %) de « coût d'opportunité des fonds publics »¹. Celui-ci est appliqué à la fiscalité spécifique des carburants, en particulier les recettes de TICPE² perdues lors du passage d'une motorisation thermique à électrique, mais pas à la TVA, dont on considère qu'elle serait perçue sur l'achat de biens et services alternatifs.

Conditions d'usage du véhicule

Dans un premier temps, les calculs sont menés pour un usage moyen de 13 000 km parcourus annuellement en un milieu représentatif de la répartition globale des circulations routières (Tableau 4). On étudiera ensuite des cas plus caractéristiques, afin de montrer comment le kilométrage annuel, qui impacte directement les dépenses d'énergie, et le milieu de circulation, qui impacte la consommation et le niveau des externalités locales, influent sur la valeur finale du coût d'abattement.

¹ On notera que l'Australie a instauré en 2020 une taxe au kilomètre pour les véhicules électriques.

² Taxe intérieure de consommation sur les produits énergétiques.

Tableau 4 – Répartition des circulations routières

Milieu	Répartition du trafic / milieu
Urbain très dense	10 %
Urbain dense	12 %
Urbain	15 %
Urbain diffus	51 %
Interurbain	12 %

Source : CGDD¹, Modev 2015

Coût des externalités

Les externalités de la circulation routière sont nombreuses, avec parfois des coûts très élevés (Tableau 5, page suivante) : c'est notamment le cas de la congestion. En l'occurrence, comme on raisonne ici en différentiel entre deux véhicules de motorisations différentes mais d'encombrement équivalent, on ne tiendra compte que des externalités environnementales (pollution de l'air et pollution sonore). Les valeurs marchandes retenues sont issues du rapport Quinet de 2013², mises à jour sur la base d'une compilation d'autres sources³.

En toute rigueur, dans une logique de cycle de vie, il conviendrait de prendre également en compte les externalités de pollution de l'air sur les phases amont, de production des vecteurs énergétiques (carburant ou électricité) et de la batterie ainsi que les externalités associées à l'extraction des composants utilisés dans les batteries, métaux rares et énergie grise. En raison de l'absence d'une source unifiée, on préférera ne pas en tenir compte à ce stade.

La seule externalité qui sera réellement étudiée en cycle de vie est l'externalité climatique : on tiendra compte des émissions associées aux cycles amont des carburants (base carbone de l'Ademe pour les énergies fossiles et hypothèse de décarbonation progressive du mix électrique présentée plus haut) ainsi qu'à la production de la batterie (Graphique 8).

¹ *Ibid.*

² Quinet É. (2013), *L'évaluation socioéconomique des investissements publics*, Commissariat général à la stratégie et à la prospective

³ Ademe (2018), « Émissions de particules et de NOx par les véhicules routiers », *Les Avis de l'Ademe*, Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie, mai. *Handbook Emission Factors for Road Transport (HBFEA)*, avec données accessibles [ici](#).

**Tableau 5 – Coût marchand des externalités environnementales
(pollutions de l'air et sonore) à l'usage des différentes motorisations**

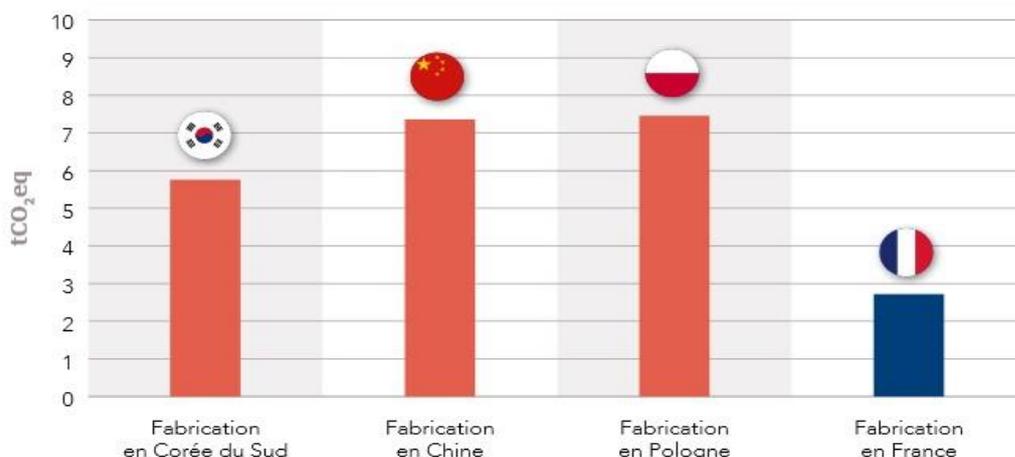
(€ ₂₀₁₉ /km)	Interurbain	Urbain diffus	Urbain dense	Urbain très dense	
Pollution de l'air					
Véhicule essence (1)	0,04	0,07	0,09	0,24	0,88
Véhicule hybride, en % de (1)	100 %	90 %	75 %	65 %	60 %
Véhicule hybride rechargeable, en % de (1)	80 %	60 %	40 %	20 %	10 %
Véhicule électrique, en % de (1)	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %
Pollution sonore (coût moyen)					
Véhicule essence (1')	0,23	0,39	0,68	1,09	2,01
Véhicule hybride, en % de (1')	100 %	100 %	98 %	90 %	72 %
Véhicule hybride rechargeable, en % de (1')	100 %	100 %	98 %	75 %	40 %
Véhicule électrique, en % de (1')	100 %	100 %	90 %	70 %	30 %

NB : Les externalités de la catégorie « pollution de l'air » des motorisations alternatives (en particulier hybride et hybride rechargeable) sont dérivées directement des hypothèses de consommation. Les externalités de la catégorie « pollution de l'air » des véhicules électriques sont nulles ici. Précisons qu'il ne s'agit que des émissions de polluants à l'échappement (non pas en cycle de vie, notamment liées à la production d'électricité et de la batterie) induites par la combustion du carburant. On fait l'hypothèse que les émissions par abrasion des freins et des pneus ne dépendent pas de la motorisation, bien qu'elles puissent représenter dans l'absolu une part significative des émissions, notamment de particules fines. Pour les externalités sonores, les hypothèses proposées tiennent compte du moteur utilisé ainsi que de la vitesse moyenne approximative de circulation dans le milieu (qui a un impact direct sur les déterminants sonores principaux – en particulier, fonctionnement du moteur ou frottement des pneus sur la chaussée).

Source : calculs d'après CGSP (rapport Quinet 2013 et contribution spécifique de G. Ducos¹), HBEFA, Ademe et réglementation RDE

¹ CGSP (2014), *Valorisation de la pollution atmosphérique dans le calcul socioéconomique*, contribution de G. Ducos au tome II du rapport *L'évaluation socioéconomique des investissements publics*, Commissariat général à la stratégie et à la perspective, février.

Graphique 8 – Analyse de cycle de vie d'une batterie actuelle de 40 kWh selon le lieu de fabrication (hors prise en compte du recyclage)



Source : RTE¹

Coût des infrastructures de recharge

La question de l'identification des besoins n'est pas résolue. Elle reste liée aux évolutions conjuguées des technologies véhicules (autonomie des batteries, puissance et temps de rechargement selon les bornes de recharge) et des pratiques des automobilistes. Dans tous les cas cependant, la constitution progressive d'un réseau d'infrastructures de recharge sera un axe essentiel de l'électrification du parc et doit être prise en compte dans le calcul des coûts d'abattement à travers un coût d'investissement initial additionnel.

Le coût de déploiement d'une borne de recharge est difficile à estimer car fortement dépendant des conditions de site. On fera l'hypothèse qu'un véhicule électrique nécessite l'installation d'une borne à domicile (dont le coût total est évalué à 1 000 euros) ainsi que d'une borne sur le lieu professionnel, partagée entre deux et trois véhicules par point de charge (soit 1 500 euros environ pour une borne à deux points de charge dont le coût moyen est estimé entre 8 000 et 10 000 euros). Cette hypothèse se veut représentative du besoin en infrastructure qu'induit la mise en circulation d'un véhicule électrique. On renchérit donc le coût d'investissement initial à l'achat d'un véhicule électrique de 3 000 euros² et de 1 000 euros pour un véhicule hybride rechargeable, en considérant que dans ce cas les besoins de recharge peuvent être globalement satisfaits par une unique borne à domicile.

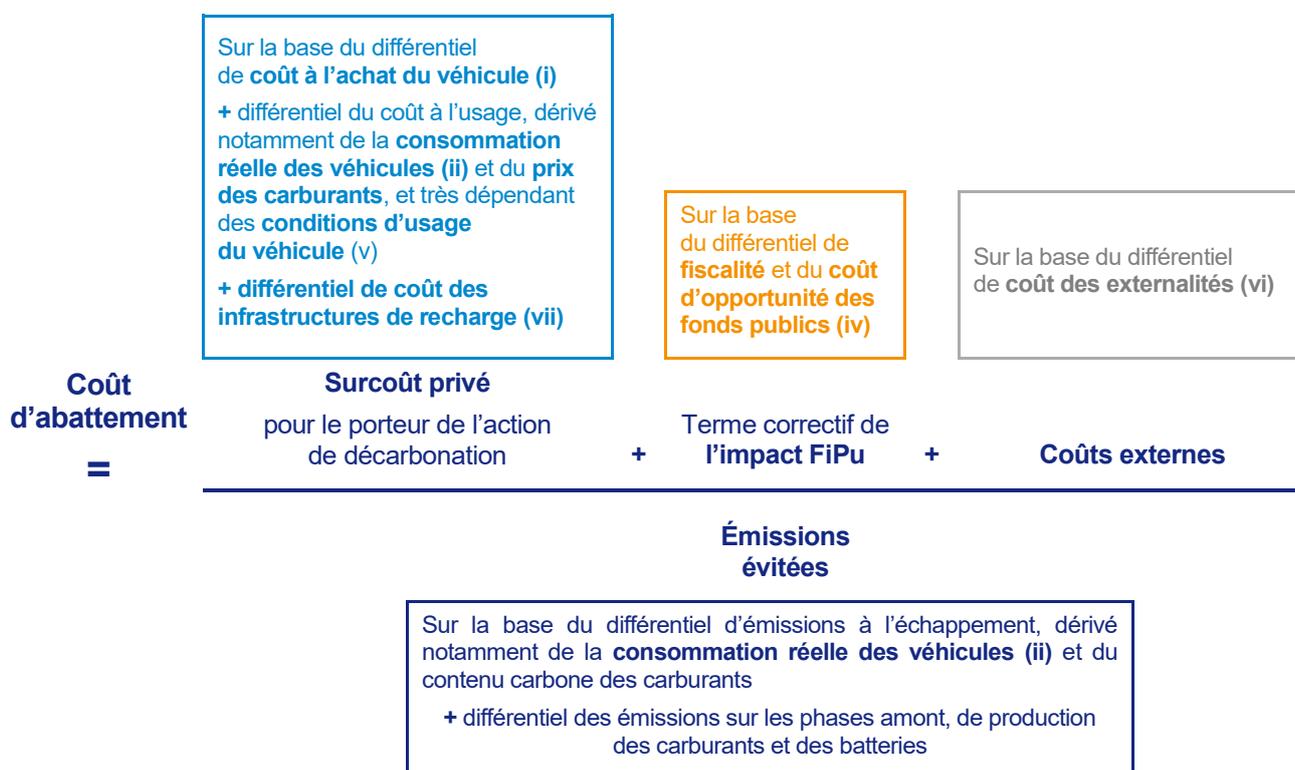
¹ RTE (2019), *Enjeux du développement de l'électromobilité pour le système électrique. Principaux résultats*, Réseau de transport d'électricité, mai.

² En cohérence avec l'étude « *Analyse coûts-bénéfices des véhicules électriques. Les voitures* » (CGDD, 2017, *op. cit.*).

Ce poste de coût est amené à diminuer fortement à mesure que le réseau sera constitué. La composante de coût d'infrastructure a ainsi vocation à progressivement s'effacer dans le calcul du coût d'abattement. En toute rigueur, on pourrait aussi ne compter que partiellement ce coût d'infrastructure dans les calculs de coût d'abattement aux horizons proches (2020-2030) pour rendre compte du fait que ces aménagements ne contribuent pas uniquement à la mise en circulation d'un véhicule aujourd'hui, mais globalement à une transformation du système d'infrastructures de la mobilité automobile.

3. Les coûts d'abattement mesurés « en budget carbone »

En résumé, et en cohérence avec la *Partie 1 – Méthodologie*, la formule de calcul des coûts d'abattement fait intervenir les composantes et paramètres détaillés ci-dessus de la manière suivante :



Cas de référence

Les calculs sont menés pour un usage moyen (13 000 km annuels, en milieu mixte), avec un prix des carburants fossiles qui suit le scénario *Sustainable Development* de l'AIE et l'hypothèse haute de prix de l'électricité. Cela en faisant l'hypothèse d'un développement général de la mobilité électrique, qui exercera une pression à la baisse du prix international du pétrole, et qui impactera à la hausse la demande et le prix de l'électricité en France.

Les coûts d'abattement présentés dans cette section sont calculés « en budget carbone » (voir la [Partie 1 – Méthodologie](#)) : autrement dit, les émissions de CO₂ au dénominateur ne sont pas actualisées et les coûts d'abattement obtenus ne peuvent pas être directement comparés à la VAC.

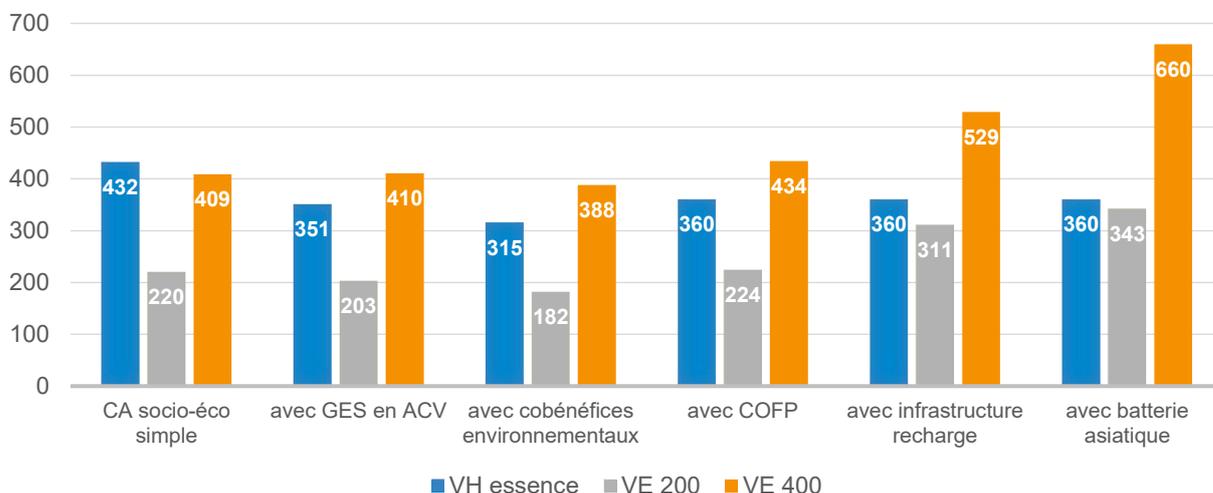
Pour bien comprendre l'influence de chacune des composantes dans le coût d'abattement final, les résultats sont systématiquement décomposés en faisant apparaître (Graphique 9) :

1. **le coût d'abattement socioéconomique simple**, calculé sur la base du différentiel de coût marchand (coût d'achat du véhicule et dépenses de carburant), rapporté au différentiel d'émissions de GES à l'échappement du véhicule, sur l'ensemble de sa durée de vie ;
2. le coût d'abattement modifié de telle sorte qu'on intègre le **différentiel d'émissions évitées sur l'ensemble du cycle de vie**, en particulier les émissions sur les cycles amont des carburants (fossiles mais également production d'électricité) et celles associées à la production de la batterie. En l'occurrence, on se placera ici dans l'hypothèse de batteries produites en France : leur contenu carbone baisse progressivement avec celui du mix électrique, mais modérément compte tenu d'un mix initial déjà fortement décarboné ;
3. le coût d'abattement qui intègre le **différentiel d'externalités environnementales**, en particulier de pollution de l'air et de pollution sonore ;
4. le coût d'abattement qui tient compte du **différentiel de recettes fiscales spécifiques associé au passage du véhicule thermique à une motorisation à basse ou zéro émission**, pénalisé par le COFP. Ce coût d'abattement donne donc une information à système fiscal donné, en l'occurrence dans le contexte actuel où l'électricité utilisée pour alimenter un véhicule n'est pas soumise à une taxe équivalente à la TICPE¹ ;
5. le coût d'abattement qui intègre le **coût d'investissement initial additionnel associé à l'infrastructure de recharge** ;
6. le coût d'abattement dans lequel **on modifie l'hypothèse concernant le lieu de fabrication de la batterie**, en supposant désormais que celle-ci est importée d'un pays asiatique (typiquement Chine ou Corée du Sud) et donc que le mix électrique utilisé pour la produire a un contenu carbone moyen de l'ordre de 600 gCO₂/kWh.

Cette décomposition est illustrée pour le calcul des coûts d'abattement en 2020 du passage d'une motorisation thermique essence à une motorisation hybride essence (non rechargeable) ou électrique, avec une autonomie de l'ordre de 400 km pour un véhicule de type citadin en usage « moyen ». On remarquera dans cet exemple la grande dispersion des résultats (Graphique 9).

¹ Dans le cas où une fiscalité nouvelle sur les véhicules à faibles ou zéro émissions serait mise en œuvre pour compenser strictement les pertes de TICPE, les coûts d'abattement (3) et (4) seraient identiques.

Graphique 9 – Coût d’abattement en 2020, selon les paramètres intégrés, du passage d’une motorisation thermique à une motorisation hybride ou électrique (segment A/B, usage « moyen »)

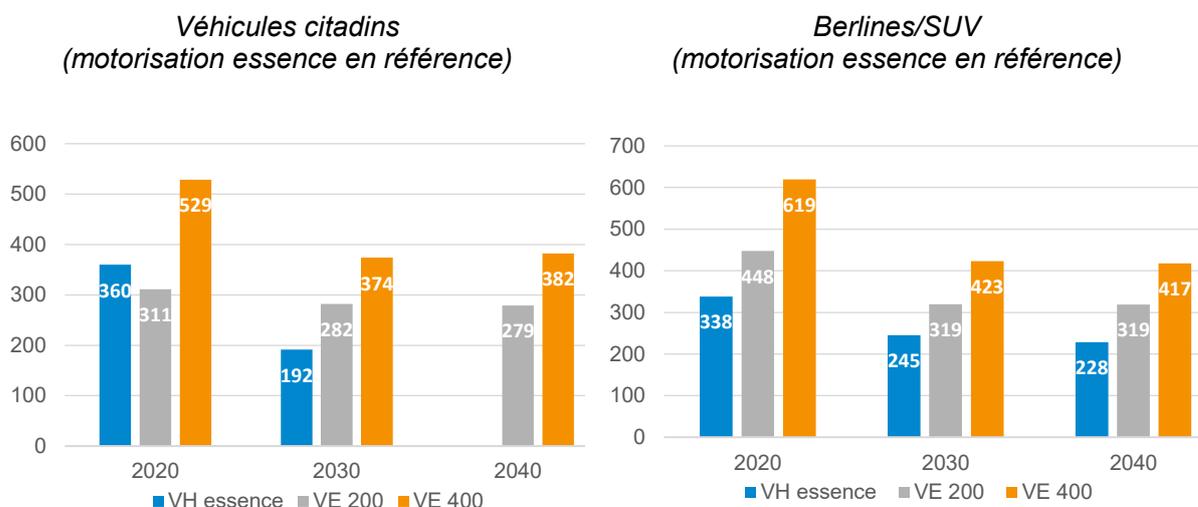


Légende : CA socio-éco simple : avec émissions en échappement ; Avec GES en ACV : intègre les émissions de la phase amont des carburants fossile, de la production d’électricité et de la production des batteries ; Avec cobénéfices environnementaux : intègre la réduction de la pollution de l’air et de la pollution sonore ; Avec COFP : intègre le coût d’opportunité des fonds publics, associé à la perte de recettes fiscales sur les carburants.

N.B. Dans le cas du véhicule hybride (non rechargeable), on ne tient pas compte de l’impact de la production de la batterie compte tenu de sa faible capacité et on ne calcule pas de coût d’abattement avec coût de l’infrastructure de recharge (dans la mesure où le chargement de la batterie s’opère par le biais du moteur à combustion et non par branchement sur le réseau).

Source : calculs des auteurs

Graphique 10 – Coûts d’abattement pour les différentes motorisations alternatives étudiées, aux différents horizons de temps, pour un usage « moyen » (coût d’abattement total)



Source : calculs des auteurs

La disparité des coûts d'abattement entre les différentes motorisations est modérée, même si le véhicule électrique à autonomie limitée (sur le segment des « citadines ») et le véhicule hybride rechargeable (sur le segment des « berlines/SUV ») présentent les indicateurs les plus favorables. Il apparaît clairement que les véhicules électriques à forte autonomie sont pénalisés par un surcoût d'investissement élevé et par un surcroît d'émissions à la fabrication de la batterie, si elle est produite à partir d'un mix électrique carboné.

Les coûts d'abattement présentés ici sont globalement stables dans le temps. Cela s'explique notamment par les évolutions croisées des différentes hypothèses dans le temps : la baisse des prix des véhicules hybrides rechargeables et électriques et la hausse de celui des motorisations thermiques sont compensées respectivement par la hausse du prix de l'électricité et par les gains d'efficacité énergétique des moteurs thermiques.

Encadré 2 – Surcoût privé et coût d'abattement socioéconomique

Le coût d'abattement socioéconomique ne rend pas compte du coût pour l'acteur privé, pour plusieurs raisons :

- le taux d'actualisation de l'acteur privé est sans doute beaucoup plus élevé que le taux d'actualisation socioéconomique. Pour l'achat d'un véhicule, il est raisonnable de supposer que l'horizon de décision de l'individu est compris entre quatre et huit ans (c'est-à-dire que la rentabilité relative des différentes motorisations est évaluée sur les quatre à huit premières années d'utilisation), ce qui peut se traduire par un taux d'actualisation allant de 11 % à 33 % ;
- le prix d'achat du véhicule peut être diminué par des subventions publiques (type bonus à l'achat) qui sont neutres dans le calcul du coût d'abattement ;
- de même, dans le calcul de son coût total de possession, l'acteur privé intègre les taxes sur les carburants, qui n'apparaissent dans le coût d'abattement que *via* le COFP.

Impact des scénarios énergétiques

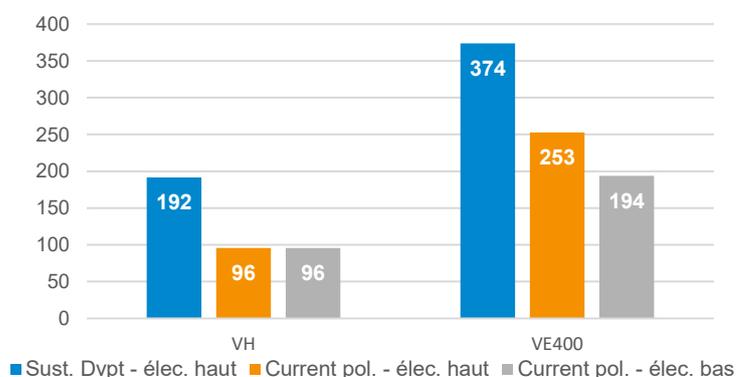
Les coûts d'abattement sont significativement dépendants du cadrage énergétique (Graphique 11). On illustre cet aspect sur les cas des motorisations hybride essence et électrique (à haute autonomie, 400 km) pour les véhicules citadins en 2030, en modifiant successivement les hypothèses sur le prix de l'essence, puis celui de l'électricité. Ainsi :

- dans le cas de la motorisation hybride, on remarque naturellement que seule l'hypothèse sur les prix du pétrole a une influence (la batterie des modèles hybrides

non rechargeables est alimentée par le fonctionnement du moteur thermique et non par branchement direct sur le réseau) ;

- pour le véhicule électrique à haute autonomie, le passage du scénario (pour les prix du pétrole) *Sustainable Development* au *Current Policies* de l'AIE (environ 50 % plus élevé en 2030, près de deux fois supérieur en 2050) réduit le coût d'abattement socioéconomique total d'environ 100 € / tCO₂ (soit de l'ordre de 25-30 %) ; le passage au scénario bas des prix de l'électricité (30 % inférieur en 2040) réduit encore le coût d'abattement de 50 € / tCO₂.

Graphique 11 – Coûts d'abattement en 2030 pour les véhicules citadins (motorisation essence en référence) selon les scénarios énergétiques retenus



Note : en bleu, le scénario *Sustainable Development* de l'AIE (prix haut de l'électricité) ; en orange, le scénario *Current Policies* de l'AIE (prix haut de l'électricité) et en gris le scénario *Current Policies* (prix bas).

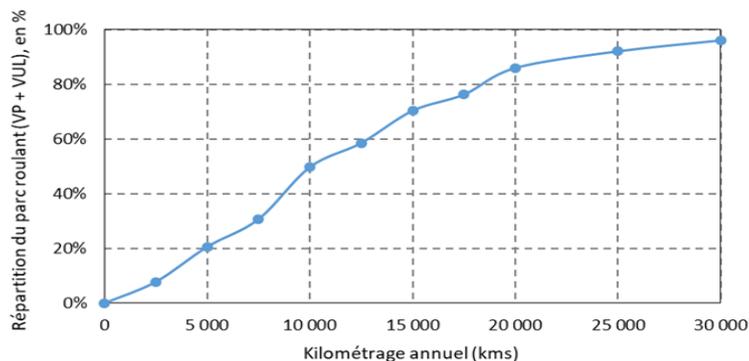
Source : calculs des auteurs

Impact du kilométrage et du milieu de circulation

Les résultats présentés ci-dessus concernent un usage moyen, avec un kilométrage annuel de 13 000 km dans un milieu d'urbanisation représentatif de la répartition des circulations routières. Or l'ensemble du parc de véhicules est en réalité utilisé pour des usages divers :

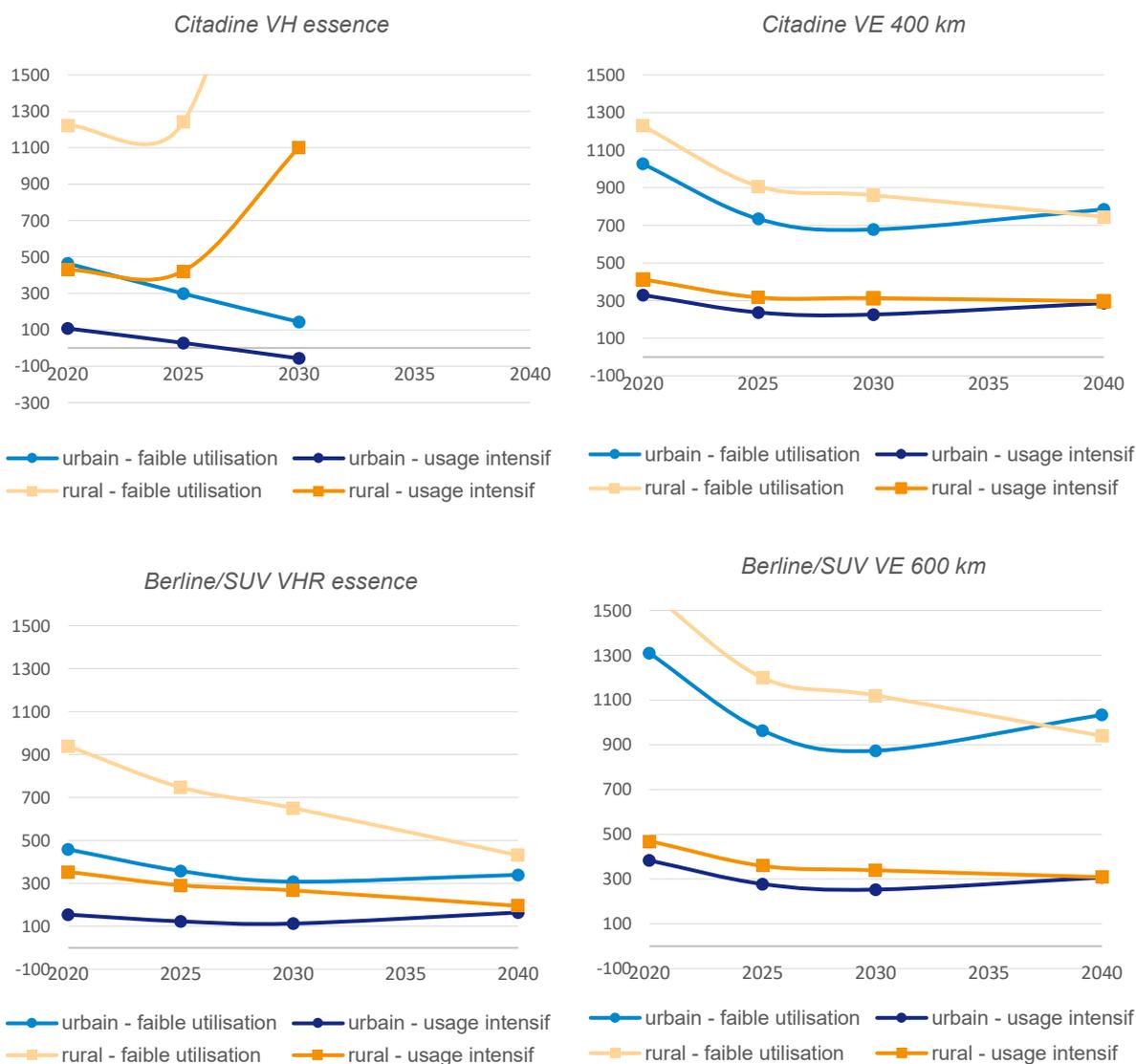
- en ce qui concerne le kilométrage annuel (Graphique 12), environ 25 % des véhicules parcourent moins de 7 000 km par an, quand 25 % parcourent plus de 17 000 km. L'intensité avec lequel le véhicule est utilisé a une incidence directe sur les réductions de dépenses de carburant permises par le passage à une motorisation alternative, et donc sur le coût d'abattement associé à ces motorisations ;
- en ce qui concerne le milieu de circulation (plus ou moins urbanisé, voir Tableau 2 plus haut), il influe sur la consommation de carburant (donc sur les réductions de dépenses espérées) mais surtout sur les externalités associées à l'usage du véhicule.

Graphique 12 – Répartition du parc français de véhicules légers par kilométrage annuel



Source : ENTD 2008

Graphique 13 – Disparité des coûts d'abattement selon l'intensité de l'usage et le milieu de circulation aux différents horizons des temps considérés



Source : calculs des auteurs

On remarquera que les coûts d'abattement du véhicule hybride non rechargeable ont tendance à diverger à l'horizon 2025-2030 pour les usages en milieu rural peu dense. Avec l'amélioration des caractéristiques du véhicule essence pris en référence, les consommations de carburant convergent ; les émissions évitées sont plus faibles, *a fortiori* pour un véhicule qui roule peu. Cette réduction du dénominateur se traduit par une très forte augmentation du coût. Plus le véhicule est utilisé dans des milieux urbains denses, plus la pollution de l'air et la pollution sonore induites par les motorisations thermiques sont importantes.

Les quatre cas types représentés sur le Graphique 13, pour le segment des « citadines » comme celui des « berlines/SUV », illustrent bien ce constat :

- les coûts d'abattement sont les plus élevés pour un usage peu intensif, en milieu rural peu dense, en particulier pour les véhicules électriques à haute autonomie, *a priori* peu adaptés à un usage peu intensif et dont le surcoût est élevé. À l'inverse, pour des véhicules intensément utilisés en milieu urbain (pour des activités de logistique par exemple), les coûts d'abattement sont faibles ;
- les cas intermédiaires montrent bien que l'intensité d'usage a un impact de premier ordre sur le niveau du coût d'abattement. Moins déterminant, le milieu de circulation intervient davantage comme un effet multiplicateur. L'utilisation en milieu urbain accentue la rentabilité socioéconomique d'une motorisation alternative sur un usage intensif, sans être vraiment suffisante pour justifier un changement de motorisation pour un usage peu intensif.

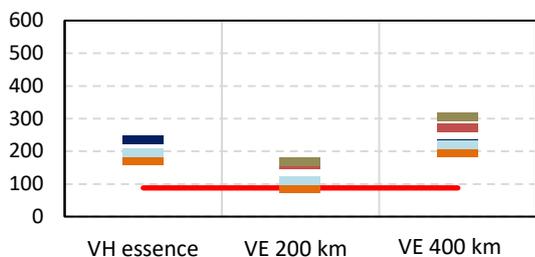
4. Comparaison des coûts d'abattement à la valeur de l'action pour le climat

Si on souhaite positionner ces technologies dans la stratégie de décarbonation française et comparer les coûts d'abattement à la valeur de l'action pour le climat, il est nécessaire de calculer des coûts d'abattement « ajustés à la VAC » (voir la [Partie 1 – Méthodologie](#)). Ces calculs montrent que toutes les motorisations ont un bilan positif du point de vue de la collectivité à moyen terme.

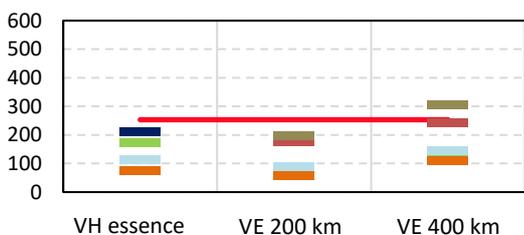
Graphique 14 – Coûts d'abattement ajustés à la VAC (en €/tCO₂)

Coûts d'abattement pour les véhicules citadins
(motorisation essence* en référence)

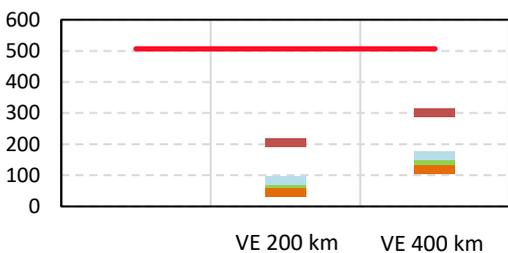
En 2020



En 2030

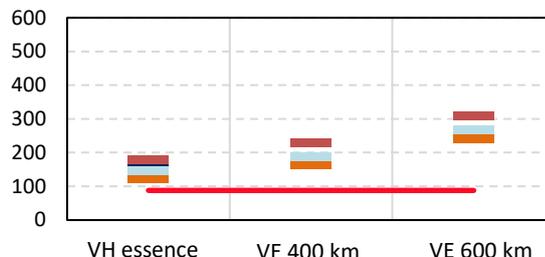


En 2040

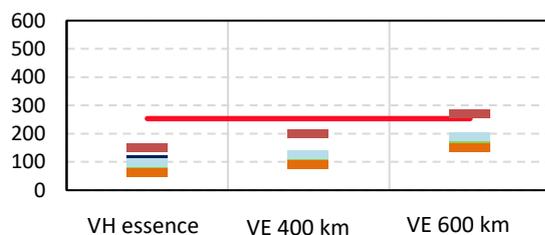


Coûts d'abattement pour les berlines/SUV
(motorisation essence* en référence)

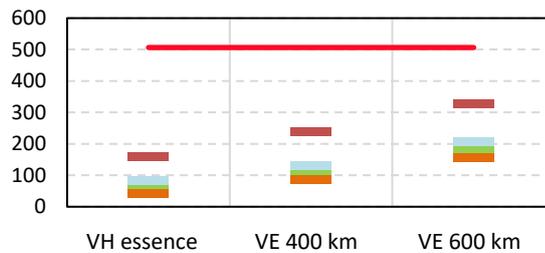
En 2020



En 2030



En 2040



- Coût abattement (financier) simple
- avec cobénéfices environnementaux
- avec infrastructure de recharge
- VAC Quinet (2019)
- avec émissions de GES en ACV
- avec COFP
- avec batterie produite en Asie

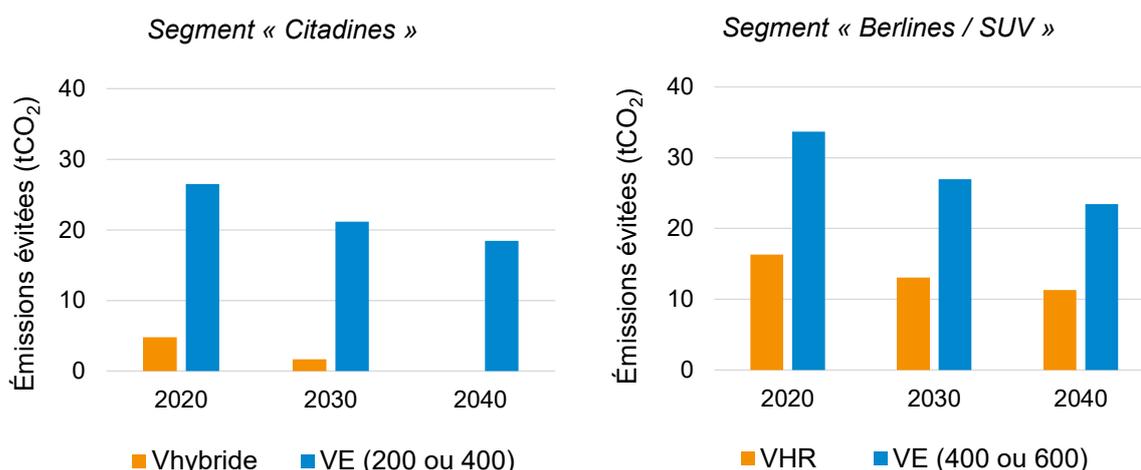
Source : calculs des auteurs

Cette conclusion est néanmoins sensible au scénario de prix de l'énergie retenu pour l'évaluation du coût d'abattement, ainsi qu'aux hypothèses d'usage du véhicule. Les variations du coût d'abattement selon le scénario de prix de l'énergie influent également sur la rentabilité des actions : ainsi pour le véhicule électrique à haute autonomie dans le scénario « *current policies* – électricité bas », le coût d'abattement passe sous la valeur de l'action pour le climat, ce qui modifie les conclusions quant à la rentabilité socioéconomique de la technologie à l'horizon 2030. De même, selon l'usage du véhicule, la rentabilité socioéconomique peut être atteinte plus tôt : pour des véhicules intensément utilisés en milieu urbain (pour des activités de logistique par exemple), les coûts d'abattement sont inférieurs à la VAC au plus tard en 2025.

5. Volume des potentiels d'abattement

Comme expliqué dans la *Partie 1 – Méthodologie*, si le coût d'abattement permet d'évaluer la pertinence socioéconomique des potentiels, l'information est incomplète pour la formulation des stratégies. En effet, quand bien même le coût d'abattement d'une action est inférieur à la valeur de l'action pour le climat, rien ne garantit que celle-ci induit des réductions d'émissions suffisantes en volume pour satisfaire les trajectoires de baisse sous-jacentes à la SNBC et aux objectifs climatiques nationaux.

Graphique 15 – Potentiel moyen d'abattement carbone des motorisations alternatives, sur le cycle de vie d'un véhicule et par rapport à un véhicule thermique neuf (hybridé en 2040)



Source : calcul des auteurs

Dans cette perspective, il est intéressant de croiser l'indicateur de coût d'abattement (pour l'efficacité) avec un indicateur de volume abattu (pour l'efficacité dans la poursuite de la stratégie). Le graphique 15 représente le volume des émissions que les différentes

motorisations alternatives permettent d'éviter, par rapport à un véhicule thermique neuf, sur le cycle de vie d'un véhicule et aux différents horizons de temps. On notera que les réductions permises par les motorisations alternatives sont logiquement décroissantes puisque dans le scénario de référence l'efficacité énergétique des véhicules thermiques s'améliore au cours du temps.

Il apparaît que les réductions d'émissions permises par un véhicule hybride rechargeable sont de l'ordre de deux fois inférieures à celles permises par un véhicule 100 % électrique. Indépendamment de la hiérarchie des coûts d'abattement, ce résultat conditionne fortement l'intérêt relatif des différentes technologies dès lors qu'on se place dans une perspective de long terme. Dans la mesure où la SNBC prévoit une décarbonation complète des transports terrestres à l'horizon 2050, elle implique de privilégier à cet horizon les technologies qui réduisent le plus les émissions résiduelles des véhicules.

En conséquence, parmi les technologies étudiées ci-dessus, et dès lors qu'elles présentent toutes un bilan socioéconomique positif à l'horizon 2030 au plus tard, une priorité claire doit être donnée aux motorisations 100 % électriques. Les motorisations hybrides (surtout non rechargeables) ont donc essentiellement un rôle transitoire à jouer, ne permettant qu'une baisse des émissions à court terme. Cela concerne en particulier les usages pour lesquels les motorisations électriques demeureront non compétitives à moyen terme, notamment les usages nécessitant une autonomie importante.

6. Le cas des véhicules électriques à l'hydrogène

Sans entrer dans le détail des potentiels de décarbonation associés à un déploiement de l'hydrogène (traité dans la partie dédiée), on donnera ci-dessous une première évaluation d'une application possible de l'hydrogène dans le domaine des transports. À court et moyen terme, le fait que ce type de motorisation induise une masse embarquée conséquente pour le stockage implique qu'il est actuellement davantage identifié pour décarboner des modes de transport plus lourds, que ce soit le fret routier ou le ferroviaire.

Néanmoins, on examinera ici le cas de gros véhicules particuliers. En effet, l'hydrogène peut sur le long terme constituer une alternative aux motorisations électriques (hybrides ou non) étudiées plus haut, en apportant notamment des réponses plus simples aux enjeux d'autonomie, de rapidité de la recharge et de criticité des matériaux.

Production et coût de l'hydrogène

Si les émissions de CO₂ d'une motorisation électrique hydrogène sont nulles à l'échappement, sur le cycle de vie le potentiel de décarbonation de la technologie dépend

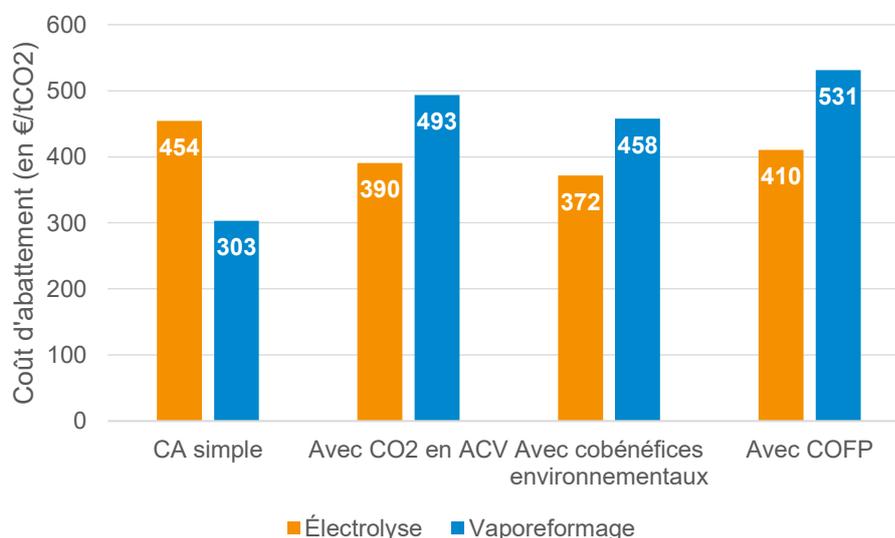
en premier lieu de la manière dont l'hydrogène est produit. On retiendra ici deux cas distincts, à titre illustratif :

- une production d'hydrogène par vaporeformage du méthane, significativement émettrice (9 kgCO₂ / kgH₂), pour un coût compris entre 1 et 4 € / kgH₂ ;
- une production d'hydrogène par électrolyse de l'électricité, significativement moins émettrice (1 kgCO₂ / kgH₂), en contrepartie d'un coût plus élevé (12 € / kgH₂) mais potentiellement décroissant compte tenu du progrès technologique attendu (de 40 % à 75 % d'ici 2030).

Coût du véhicule et investissements

En ce qui concerne le coût des véhicules à motorisation hydrogène (segments C et D ou SUV), on considère qu'il est aujourd'hui de l'ordre de 60 000 à 80 000 euros. Contrairement aux technologies discutées plus haut et dont le développement est avancé, on raisonnera ici à partir d'hypothèses contrastées sur le progrès technologique, pour évaluer dans quelle mesure cette motorisation pourrait être compétitive aux horizons 2030 ou 2040.

Graphique 16 – Décomposition du coût d'abattement de la motorisation hydrogène (vs. essence hybridée) pour un véhicule « berline/SUV » en 2040 selon le mode de production de l'hydrogène



Légende : CA simple : avec émissions en échappement ; Avec CO₂ en ACV : intègre les émissions de la phase amont des carburants fossile, de la production d'électricité et de la production des batteries ; Avec cobénéfices environnementaux : intègre la réduction de la pollution de l'air et de la pollution sonore ; Avec COFP : intègre le coût d'opportunité des fonds publics, associé à la perte de recettes fiscales sur les carburants.

Source : calcul des auteurs

Les coûts d'abattement ci-dessus (Graphique 16) sont calculés avec une hypothèse de baisse de 40 % du coût d'acquisition du véhicule à motorisation hydrogène par rapport à 2020. L'évolution des prix des carburants fossiles est dérivé du scénario *Stated Policies* de l'AIE.

En revanche, on ne tiendra pas compte pour cette motorisation du coût nécessaire au déploiement de l'infrastructure de recharge, d'une part parce que le niveau de ramification du réseau de ravitaillement nécessaire est beaucoup plus limité. En effet, compte tenu de l'autonomie des véhicules et du temps de recharge, le nombre de points de ravitaillement nécessaires augmenterait progressivement et probablement dans des infrastructures actuellement associées aux carburants fossiles. D'autre part, le déploiement d'un réseau hydrogène doit en tout état de cause être pensé dans une approche systémique des différents usages de l'hydrogène. Néanmoins, les coûts retenus pour l'hydrogène intègrent bien les coûts de transport et de distribution.

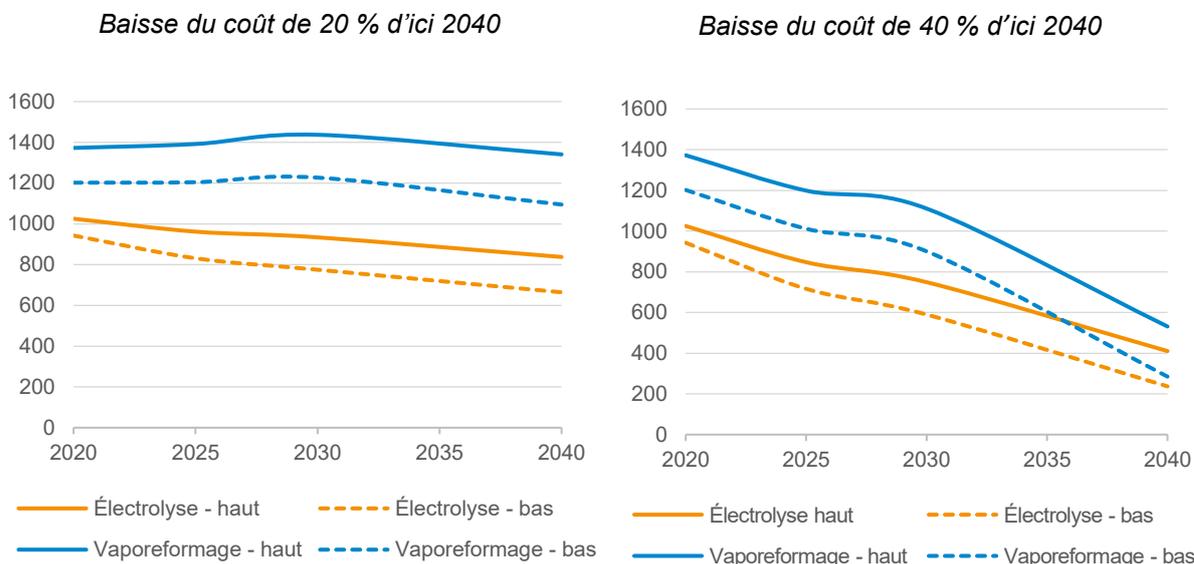
Autres externalités

Le véhicule à hydrogène est avant tout un véhicule électrique dans lequel la batterie est remplacée par une pile à combustible. En ce qui concerne les externalités de l'usage de ce véhicule, on peut considérer qu'elles sont équivalentes à celles des motorisations électriques à batterie, en particulier s'agissant de la moindre pollution sonore par rapport à un véhicule thermique et des émissions de polluants atmosphériques nulles à l'échappement.

Comme pour les motorisations étudiées plus haut, on observe la manière dont la prise en compte des différentes composantes modifie le résultat du coût d'abattement final. On note en particulier que la prise en compte des émissions en cycle de vie (option « avec CO₂ en ACV » sur le graphique 16) augmente très fortement le coût d'abattement du véhicule hydrogène lorsque celui-ci est produit à partir de vaporeformage : les émissions associées à la production d'hydrogène à partir de méthane sont en effet plus importantes que celles associées à la production-raffinage du carburant thermique ; à l'inverse, le coût d'abattement du véhicule hydrogène est plus faible quand celui-ci est produit par électrolyse à partir d'électricité décarbonée.

Comme pour les précédentes motorisations électrifiées, le coût d'abattement baisse après intégration des cobénéfices environnementaux (moindre pollution de l'air et réduction des nuisances sonores) mais il est dégradé par la prise en compte du coût d'opportunité des fonds publics, si l'hydrogène n'est pas soumis à une fiscalité spécifique additionnelle à la TVA.

Graphique 17 – Évolution du coût d'abattement de la motorisation hydrogène de véhicules « berlines/SUV » (vs. une motorisation essence) selon la baisse de coût du véhicule



NB : L'évolution des prix des carburants fossiles en référence est toujours dérivé du scénario *Stated Policies* de l'AIE. Les bandes de coûts d'abattement illustrent la variabilité en fonction du coût de production de l'hydrogène (quelle que soit la méthode, vaporeformage ou électrolyse, les calculs étant conduits successivement avec les hypothèses hautes et basses).

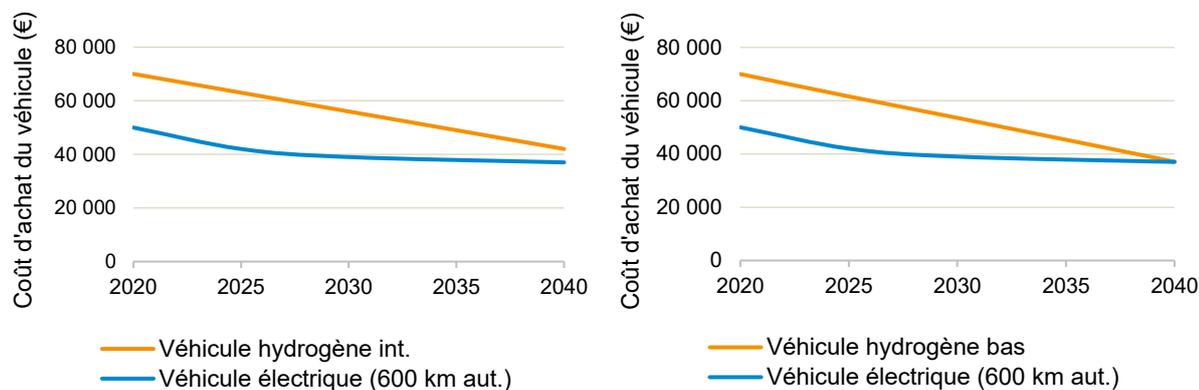
Source : calcul des auteurs

Conditions d'émergence et compétition avec les véhicules électriques à batteries

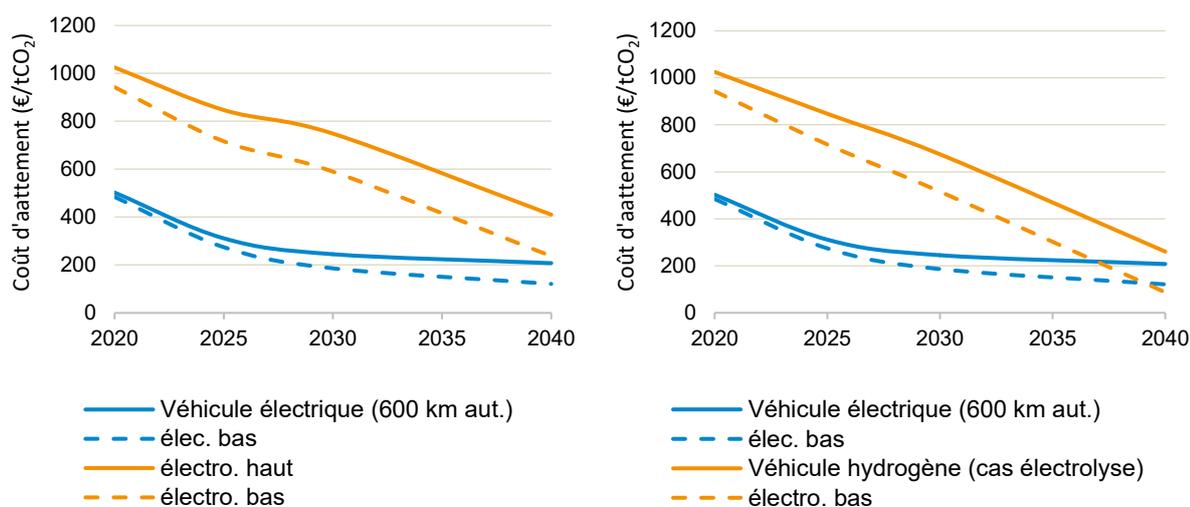
Pour illustrer la compétition du véhicule hydrogène avec le véhicule électrique à batteries, actuellement à un stade de développement plus avancé, on représente sur un même graphique (Graphique 18) les coûts d'abattement associés à l'achat d'un véhicule hydrogène et d'un véhicule électrique (haute autonomie, 600 km) par rapport à un véhicule thermique de référence (type berline/SUV), dans un même contexte de prix des énergies fossiles (scénario type *Stated Policies* de l'AIE). Les coûts d'abattement sont représentés pour une fourchette de coût de production de l'hydrogène par électrolyse d'une part, et de prix de l'électricité d'autre part (scénarios polaires exposés plus haut pour chacun des paramètres).

Graphique 18 – Coûts d'abattement des motorisations hydrogène et électrique à batteries de véhicules « berlines/SUV » (vs. une motorisation essence) entre 2020 et 2040, selon la baisse de coût des technologies

Hypothèses sur les coûts d'achat des véhicules



Coûts d'abattement obtenus



Source : calcul des auteurs

En première approche, les résultats ci-dessus indiquent qu'une réduction par 4 d'ici 2040 de l'écart de coût à l'achat actuel entre véhicules hydrogène et véhicules électriques à batteries devrait permettre aux premiers de devenir compétitifs. Sous les hypothèses de progrès technologique (notamment de baisse du prix des batteries) retenues ici, cela supposerait que le prix des véhicules hydrogène soit réduit de 40 % environ d'ici 2040. Si les coûts d'achat convergent, le coût d'abattement du véhicule hydrogène pourrait même devenir inférieur à celui du véhicule à batteries. Ces baisses de coûts paraissent très importantes, mais on notera que, compte tenu des très faibles volumes produits

jusqu'à aujourd'hui, d'importants effets d'apprentissage et d'échelle de production sont encore à attendre, en plus des développements technologiques envisageables.

Néanmoins, au regard des hypothèses formulées, on peut discuter ces résultats dans une double perspective :

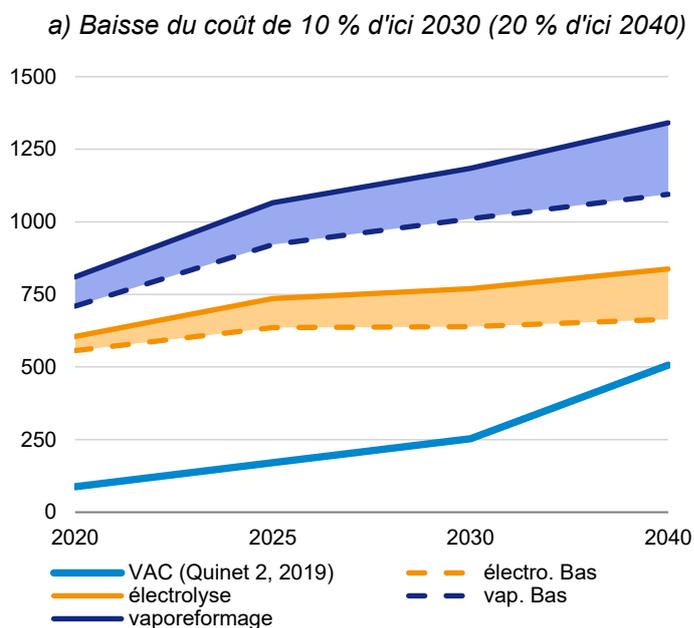
- d'une part, la comparaison proposée fait l'hypothèse implicite que les usages d'un véhicule électrique et hydrogène seraient similaires, et notamment que l'autonomie et le temps de charge ne seront plus pénalisants pour les véhicules électriques aux horizons de temps considérés. Or on ne peut écarter l'idée que l'hydrogène conserverait un avantage comparatif en matière de rapidité de la recharge et d'autonomie atteignable à coût comparable ;
- d'autre part, le fait de ne pas intégrer le coût du déploiement des infrastructures de recharge dans la comparaison des coûts d'abattement est une limite importante, dont l'effet semble ambivalent. L'existence d'un réseau déjà très développé constitue un avantage pour le vecteur électrique. À l'inverse, même si une gestion intelligente de la recharge des batteries offre des flexibilités au réseau, les infrastructures de recharge en hydrogène pourraient bénéficier de la mutualisation des investissements avec d'autres usages, notamment dans l'industrie ou le transport de marchandises.

Encadré 3 – Comparaison à la VAC

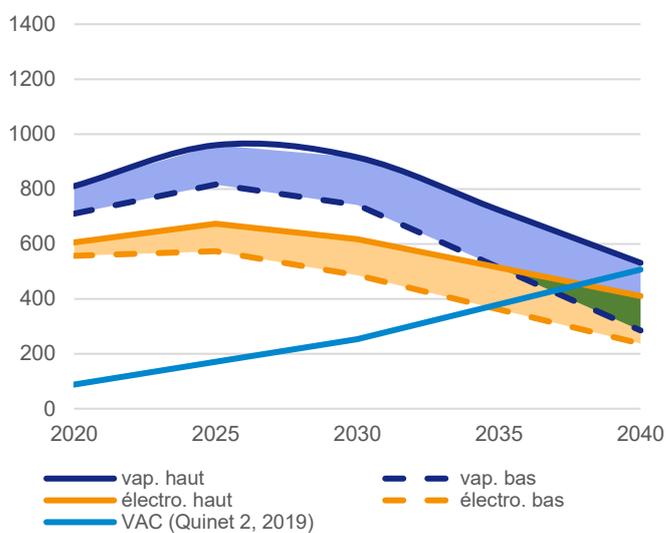
Pour connaître la rentabilité d'un point de vue socioéconomique du véhicule à hydrogène, il est nécessaire là encore de recalculer les coûts d'abattement avec la méthode « ajustée à la VAC » pour pouvoir les comparer directement à la valeur de l'action pour le climat.

Les résultats de ce calcul montrent qu'une baisse du coût du véhicule de l'ordre de 30 à 40 % d'ici 2040 (soit une baisse de coût d'environ 25 000 euros) permettrait que la motorisation hydrogène soit socioéconomiquement rentable à l'horizon 2035 si l'hydrogène est produit par électrolyse et que le coût de l'électrolyse est bas, et 2040 pour tous les modes de production de l'H₂.

Graphique 19 – Coût d'abattement ajusté à la VAC des véhicules hydrogène



b) Baisse du coût de 20 % d'ici 2030 (40 % d'ici 2040)

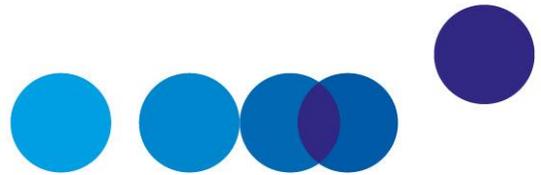


Source : calcul des auteurs

7. Synthèse et messages clés

Messages clés

- Compte tenu des baisses de coûts anticipées, le seuil de rentabilité moyenne des motorisations alternatives (véhicules hybrides rechargeables et électriques à batteries) du point de vue socioéconomique devrait être atteint entre 2025 et 2030.
- La rentabilité socioéconomique est fortement dépendante du contexte d'usage des véhicules, en particulier quand on tient compte des cobénéfices environnementaux (moins de pollution de l'air et réduction des nuisances sonores) ; elle est atteinte à beaucoup plus court terme pour des usages intensifs et en milieux urbains.
- Les résultats sont également significativement dépendants du cadrage économique relatif aux carburants fossiles et à l'électricité (avec bouclage au niveau national, en fonction du niveau d'électrification des usages et des progrès d'efficacité énergétique réalisés).
- Dans la mesure où la rentabilité socioéconomique des motorisations alternatives est atteignable à moyen terme sous condition d'une baisse des coûts suffisante, leur déploiement à court terme est un facteur important de cette baisse des coûts par effet d'apprentissage. Ces déploiements précoces doivent en revanche cibler des marchés de niche et les usages sur lesquels les technologies sont les plus pertinentes.
- Sur le court et moyen terme, le déploiement d'un réseau d'infrastructures de recharge est une composante non négligeable dans le coût d'abattement des véhicules électriques à batterie.
- L'indicateur de coût d'abattement ne permet pas vraiment de discriminer entre les véhicules hybrides (rechargeables ou non) et électriques à batteries, car leur rentabilité socioéconomique advient au même horizon. Cependant, dans la mesure où les véhicules hybrides induisent des émissions résiduelles incompatibles avec la décarbonation complète du transport terrestre à l'horizon 2050, ils semblent appelés à ne jouer qu'un rôle transitoire dans la transformation du parc. Cette considération invite à modérer les efforts en faveur des motorisations hybrides afin d'éviter les effets de verrouillage ou de *lock-in*.
- Dans l'hypothèse d'une baisse significative des coûts de la technologie, les véhicules hydrogène (décarboné, produit par électrolyse) sont susceptibles de jouer un rôle important dans la décarbonation des mobilités individuelles, dans un premier temps pour suppléer les véhicules électriques à batteries sur des usages spécifiques nécessitant une autonomie importante.



CHAPITRE 3

DÉCARBONATION DES CARBURANTS : LE CAS DES BIOCARBURANTS

1. État des lieux

Les biocarburants¹ ou agrocarburants sont des carburants issus de la biomasse, considérés à ce titre comme une énergie renouvelable. La captation de carbone au cours de la phase de croissance des végétaux – qui constitueront la biomasse convertie ensuite en carburant – peut être déduite des émissions à la combustion, ce qui améliore le bilan CO₂ global dans une approche en cycle de vie par rapport aux carburants d'origine fossile.

La production de biocarburants comporte deux filières principales :

- **les substituts de l'essence**, qui comprennent le bioéthanol, produit à partir de sucre (canne à sucre, betterave) ou d'amidon (blé, maïs), son dérivé l'éthyl-tertio-butyl-éther dit ETBE et les bioessences de synthèse. La France est le premier producteur européen de bioéthanol devant l'Allemagne et le sixième producteur mondial, avec une production de 11,4 millions d'hectolitres (Mhl)² permettant de couvrir la consommation intérieure estimée à 9,8 Mhl en 2018. Cette production qui mobilise aujourd'hui 0,6 % de la surface agricole utile française³ est destinée pour 60 % au marché des biocarburants.
- **les substituts du diesel**, qui comprennent des produits divers obtenus à partir d'huiles, d'origine animale ou végétale : on distingue notamment les esters⁴ méthyliques d'acide gras (EMAG), d'huile végétale (EMHV), de graisses animales (EMHA) ou d'huiles végétales usagées (EMHU). La France est le deuxième

¹ Voir notamment la page dédiée [sur le site du ministère de la Transition écologique et solidaire](#).

² Les États-Unis sont leaders mondiaux avec une production annuelle de l'ordre de 600 Mhl.

³ FranceAgriMer (2018), « [Proposition d'une méthodologie de calcul de la SAU allouée à la production de biocarburants](#) », Études Biocarburants.

⁴ Le procédé d'estérification est nécessaire aux moteurs diesel modernes, dans lesquels les huiles ne peuvent être mélangées directement.

producteur européen de biodiesel derrière l'Allemagne et le cinquième producteur mondial. La production française ne permet toutefois pas de répondre à la demande intérieure, qui est soutenue par l'importance des véhicules à motorisation diesel dans le parc automobile. La capacité d'autosuffisance de la filière est de 81 % en 2018¹, et la part de la production utilisant des matières premières importées repose quasi exclusivement sur l'huile de palme.

Les biocarburants sont par ailleurs classés en trois générations² en fonction de l'origine des matières premières utilisées pour les produire :

- **les biocarburants de première génération dits « conventionnels »** sont issus de cultures qui pourraient être destinées à l'alimentation (graisse, amidon, sucre) ;
- **les biocarburants de deuxième génération dits « avancés »** sont issus de résidus de cultures agricoles ou alimentaires ou de déchets. Ils ne sont donc pas en concurrence avec la production alimentaire ;
- **les biocarburants de troisième génération**, non encore matures, sont produits à partir d'autres matières premières, notamment d'algues.

En France, en 2018, les biocarburants représentent près de 9 % de la consommation énergétique des transports (dont environ trois quarts de biodiesel)³. La demande dans le secteur routier, principal débouché des deux filières, est encadrée par les objectifs nationaux et européens sur l'incorporation des énergies renouvelables. Le droit européen prévoit un objectif de 10 % d'énergies renouvelables (comprenant les biocarburants) dans les transports en 2020 et de 14 % au moins d'ici 2030⁴. L'objectif français a quant à lui été défini à 15 % en 2030⁵.

Néanmoins, la production de biomasse à vocation énergétique soulève des enjeux de compétition vis-à-vis des usages alimentaires. **Elle a par ailleurs des effets notables sur l'environnement** via les changements d'affectation des sols. On distingue deux types :

- **on parle de changement d'affectation des sols direct** lorsqu'une culture nouvelle est développée sur un sol qui n'était initialement pas dédié à la production agricole, occupé par une forêt ou une prairie permanente, par exemple ;

¹ FranceAgriMer (2021), « [Fiche filière – Biogazole](#) ».

² Cette distinction est conventionnelle : en droit français, la liste des biocarburants considérés comme « avancés » est définie par voie réglementaire.

³ Chiffres DGEC (Direction générale de l'Énergie et du Climat).

⁴ Directives « [RED](#) » 2009/28/CE et « [RED II](#) » (UE) 2018/2001.

⁵ Calculé selon des modalités spécifiques, cet objectif ne reflète pas exactement le taux d'incorporation effectif.

- **on parle de changement d'affectation des sols indirect** lorsque la réorientation d'un système de production d'une culture vers une autre (typiquement d'une culture à finalité alimentaire vers une culture à finalité énergétique) induit en réalité un report de la culture remplacée vers une autre zone géographique, donc une modification d'usage des sols par rebond (avec par exemple à nouveau le remplacement d'une forêt ou d'une prairie permanente).

Les changements d'affectation des sols peuvent être associés à des modifications des pratiques agricoles, plus ou moins intensives notamment en eau et en intrants (avec des conséquences sur la pollution de l'air, l'eutrophisation de l'eau, les pressions sur la biodiversité, etc.), et surtout à des modifications des propriétés et des cycles biophysiques des sols qui impacteront entre autres leurs capacités de stockage de carbone.

Nous verrons donc que **le bilan en termes d'émissions de gaz à effet de serre des biocarburants par rapport aux carburants fossiles est complexe et très variable**. Il dépend du type de culture, du type de biomasse (résidus ou non, ce qui différencie les première et deuxième générations), du type de bioénergies (biodiesel, bioéthanol, biogaz voire bioélectricité) et donc d'effets liés aux changements d'affectation des sols directs et indirects. En particulier, ce bilan pourra être fortement dégradé par la disparition induite de puits de carbone naturels tels que des forêts.

Ainsi, la part des biocarburants de première génération – qui présentent globalement les bilans environnementaux les plus dégradés – dans les carburants routiers et ferroviaires est encadrée et de manière plus stricte au niveau national qu'au niveau européen¹, notamment depuis la Loi de finances 2019 en ce qui concerne les biocarburants issus d'huile de palme. La réglementation européenne prévoit par ailleurs des critères de durabilité pour les biocarburants permettant de satisfaire aux objectifs énergétiques, notamment une réduction des émissions de gaz à effet de serre de 60 % au moins par rapport aux combustibles fossiles remplacés depuis le 1^{er} janvier 2018.

2. Méthodes de calcul et paramètres retenus

Dans la mesure où les biocarburants peuvent être partiellement substitués aux carburants d'origine fossile sans modification de la motorisation, le principe de calcul du coût d'abattement est relativement simple. Il s'agit de réaliser le ratio entre d'une part le surcoût de production et le différentiel de coûts externes du biocarburant par rapport au carburant fossile et d'autre part le différentiel de contenu carbone par unité énergétique (en se plaçant dans une logique de cycle de vie et en tenant compte notamment des

¹ En lien notamment avec les engagements de la Stratégie nationale de lutte contre la déforestation importée (2018).

changements d'affectation des sols induits, directs et indirects). Concernant les coûts externes, faute de données suffisamment robustes, on se contentera ici de les signaler qualitativement.

$$\begin{array}{c}
 \text{Coût d'abattement} = \frac{\text{Surcoût de production du biocarburant par rapport au carburant fossile dont la substitution est visée} + \text{Terme correctif de l'impact FiPu} + \left(\text{Différentiel de coûts externes (pollution de l'air, eutrophisation de l'eau, impacts sur la biodiversité, etc.)} \right)}{\text{Différentiel de contenu carbone en cycle de vie, en tenant compte notamment des changements d'affectation des sols directs et indirects}}
 \end{array}$$

Terme non pris en compte
Raisonnement (fictif) à fiscalité équivalente quelle que soit l'origine du carburant

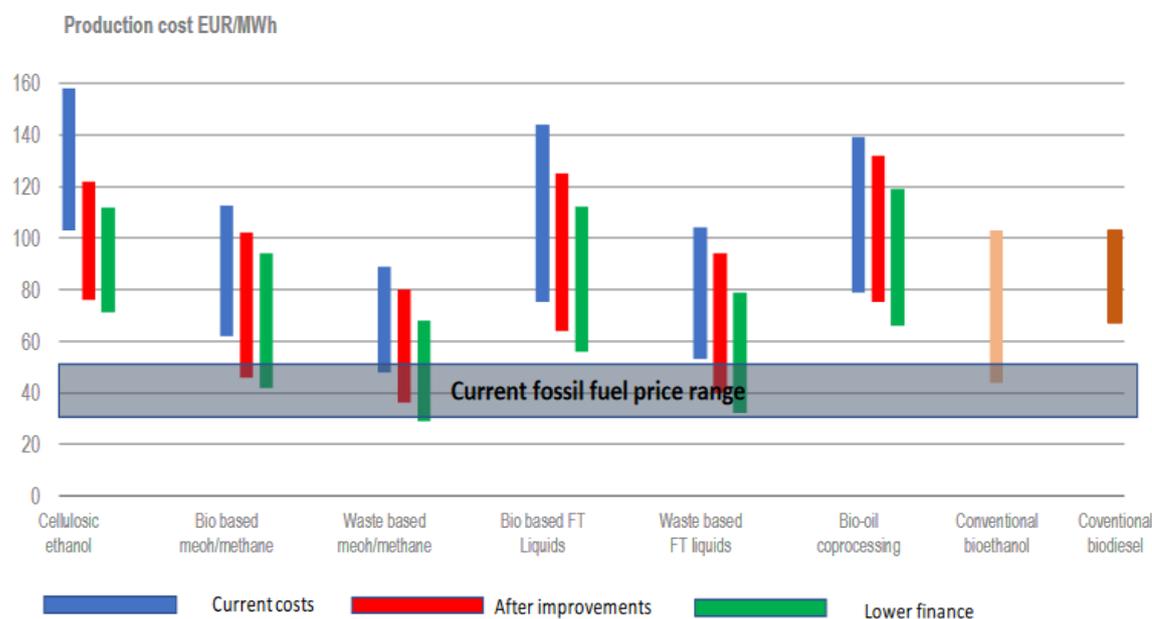
Terme discuté qualitativement, non suffisamment documenté quantitativement

Différentiel de coûts

Les coûts de production des biocarburants utilisés dans l'analyse qui suit sont tirés d'un rapport de l'IEA *Bioenergy* de 2020 (voir Graphique 20). Bien que les coûts soient présentés de manière agrégée, il convient de garder à l'esprit que l'approvisionnement en matières premières en représente une composante variable, mais qui peut être significative (notamment pour les premières générations) et sensible au cours des marchés (ce qui est évidemment aussi, si ce n'est plus, le cas des carburants d'origine fossile qui seront pris en référence). On s'intéressera donc dans la mesure du possible aux estimations de coûts dans les conditions européennes d'approvisionnement. Ainsi :

- **pour le bioéthanol « conventionnel »** ou de première génération, on retiendra une fourchette de coûts de production de 66 à 103 €/MWh ;
- **pour le biodiesel « conventionnel »** ou de première génération, on retiendra une fourchette de coûts de production de 67 à 100 €/MWh ;
- **pour le bioéthanol de deuxième génération**, on s'appuiera sur l'évaluation des coûts de l'éthanol cellulosique (produit à partir de déchets agricoles et ligneux) dans l'étude précédemment citée. On retiendra donc une fourchette de 103 à 158 €/MWh pour les coûts actuels, avec une perspective de baisse à moyen terme jusqu'entre 71 et 112 €/MWh en combinant des améliorations des procédés et des conditions de financement moins risquées donc plus favorables ;
- **pour le biodiesel de deuxième génération**, on s'appuiera sur l'évaluation des coûts des hydrocarbures obtenus par synthèse de Fischer-Tropsch à partir de biomasse gazéifiée. On retiendra ici une fourchette de 75 à 144 €/MWh pour les coûts actuels, avec une perspective de baisse à moyen terme jusqu'entre 56 et 112 €/MWh.

Graphique 20 – Comparaison des coûts de production de biocarburants « avancés » avec ceux de biocarburants « conventionnels » et les prix des énergies fossiles



Source : IEA Bioenergy (2020), *Advanced Biofuels – Potential for Cost Reduction*, Task 41 du IEA Bioenergy Technology Cooperation Programme

Pour le prix de l'essence et du gazole, on retiendra un coût de production (hors transport et distribution¹) de 0,45 €/L, soit 47 €/MWh pour l'essence et 42 €/MWh pour le diesel, sur la base des prix à la pompe HTT observés sur l'année 2019. Pour 2030, on retiendra une référence du coût de production des carburants fossiles à 0,60 €/L, cohérente avec le scénario *Stated Policies* de l'AIE (WEO 2019).

Tableau 6 – Récapitulatif des hypothèses de coût de production des carburants (en €/MWh)

Essence (référence)	47
Diesel (référence)	42
Bioéthanol de première génération	66-103
Biodiesel de première génération	67-100
Bioéthanol de deuxième génération	103-158 (71-112 à 2030)
Biodiesel de deuxième génération	75-144 (56-112 à 2030)

Source : commission sur les coûts d'abattement

¹ Voir la composition type du prix de l'essence [sur le site du ministère de l'Économie et des Finances](#).

Réduction des émissions de GES

En premier lieu, on se propose d'estimer les réductions d'émissions de GES permises par les biocarburants de première génération sur la base des valeurs rapportées par les opérateurs à la DGEC et calculées selon la méthodologie de la directive « RED » 2009/28/CE (Tableau 7). Sur cette base, on fera l'hypothèse que le bioéthanol et le biodiesel de première génération permettent des baisses moyennes des émissions comprises respectivement entre 60 % et 70 % et 55 % et 65 % par rapport au carburant fossile de référence (dans lequel ils peuvent être incorporés).

Néanmoins, les travaux académiques montrent une grande disparité des résultats et de fortes incertitudes en ce qui concerne les réductions de GES permises par les bioénergies (par rapport à des sources d'origine fossile), en particulier lorsqu'on tient compte des changements d'affectation des sols, y compris indirects (ce qui n'est pas le cas de la méthodologie de la directive 2009/28/CE).

On comparera donc les résultats dérivés des valeurs présentées plus haut à ceux obtenus en s'appuyant sur une méta-analyse de 127 articles menée à l'INRA, dans le cadre d'une étude sollicitée conjointement par l'Ademe et le ministère de l'Agriculture¹. Celle-ci conduit à des réductions d'émissions moyennes moins favorables et met en évidence la dispersion des résultats en fonction d'une multitude de paramètres, en particulier la génération technologique (biocarburants « conventionnels » vs. « avancés ») et l'état initial des sols sur lesquels la biomasse est cultivée² (Graphique 21). Pour l'analyse qui suit, nous ne retiendrons que des approximations de réductions d'émissions moyennes :

- **pour le bioéthanol de première génération**, une baisse des émissions comprises entre 30 et 40 % seulement par rapport à l'essence ;
- **pour le biodiesel de première génération**, une baisse des émissions comprises entre 15 et 25 % seulement par rapport au gazole ;
- **pour les biocarburants de deuxième génération**, une baisse des émissions comprises entre 50 et 60 % en moyenne par rapport au carburant fossile de référence.

¹ INRA (2017), *Effets environnementaux des changements d'affectation des sols liés à des réorientations agricoles, forestières, ou d'échelle territoriale : une revue critique de la littérature scientifique. Synthèse de l'étude réalisée par l'INRA et l'Ademe*, A. Bispo, B. Gabrielle et D. Makowski (coordinateurs), mars.

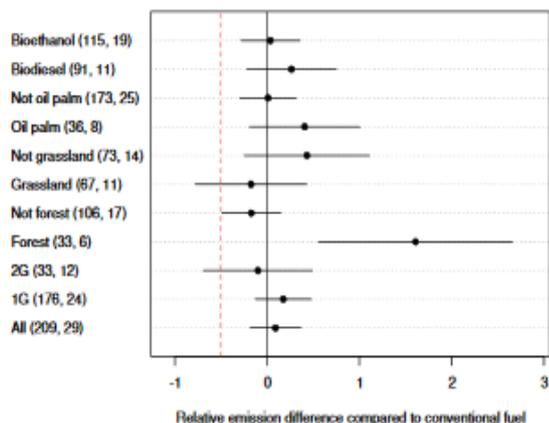
² « Schématiquement, les CASd en Europe "induisent" beaucoup de CASi en dehors de l'Europe, et notamment en Amérique du Sud et en Asie. Les études reflètent ainsi les dynamiques observées à l'échelle mondiale » (INRA, 2017, p. 59).

Tableau 7 – Pourcentage moyen de réduction des émissions de GES par rapport aux émissions du carburant fossile de référence en France en 2019 (selon la méthodologie de la directive 2009/28/CE)

Filière Gazole	EMHA	- 79 %
	Huiles ou graisses animales (catégorie I et/ou II)	- 78 %
	Huiles ou graisses animales (catégorie III)	- 84 %
	EMHU	- 88 %
	EMHV	- 59 %
	Colza	- 58 %
	Palme	- 61 %
	Soja	- 60 %
	Tournesol	- 68 %
	HVHTG	- 68 %
Huiles ou graisses animales (catégorie III)	- 90 %	
Palme	- 68 %	
Filière Essence	ETBE	- 65 %
	Betterave	- 60 %
	Blé	- 69 %
	Canne à sucre	- 71 %
	Maïs	- 65 %
	Orge	- 75 %
	Seigle	- 54 %
	Triticale	- 52 %
	Éthanol	- 66 %
	Betterave	- 58 %
	Blé	- 63 %
	Canne à sucre	- 90 %
	EP2	- 65 %
	Maïs	- 71 %
	Orge	- 76 %
	Résidus de bière	- 69 %
Résidus viniques	- 72 %	
Éthanol (ED95)	- 65 %	
Résidus viniques	- 72 %	
HVTE	- 69 %	
Colza	- 63 %	
Palme	- 68 %	
POME	- 91 %	

Source : DGEC (2020), *Panorama 2019 – Biocarburants incorporés en France*, Direction générale de l'Énergie et du Climat

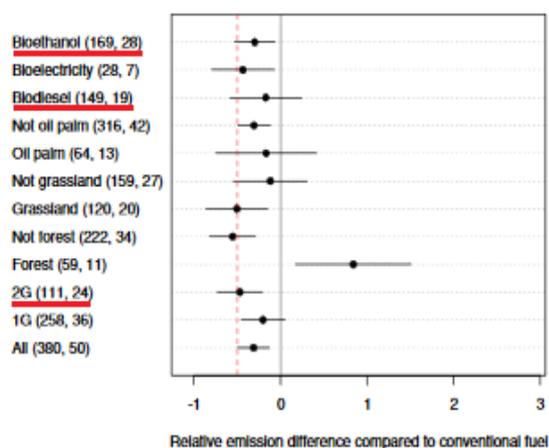
Graphique 21 – Variations d'émissions (par rapport au carburant conventionnel de référence) estimées pour différents groupes de scénarios dans la méta-analyse menée à l'INRA



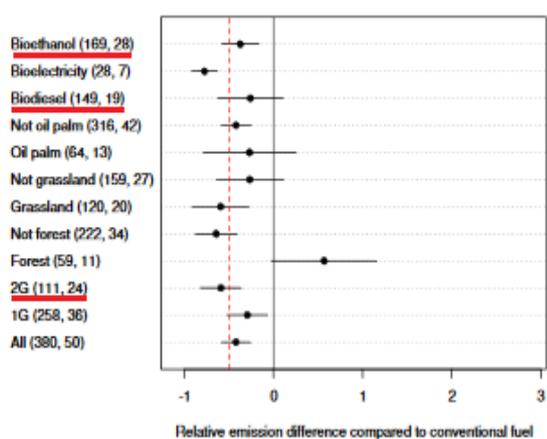
A. Valeurs de E_f extraites des articles (E_f^{art})

Le groupe "All" inclut toutes les données.
"1G" et "2G" correspondent aux scénarios biocarburant 1G et 2G, respectivement.
"Forest" et "Not forest" correspondent aux scénarios avec un usage initial du sol forestier et non forestier, respectivement.
"Grassland" et "Not grassland" correspondent aux scénarios avec un usage initial du sol de type prairie (éventuellement prairie dégradée) et d'un type différent d'une prairie, respectivement.
"Oil palm" et "Not oil palm" correspondent aux scénarios décrivant une production d'huile de palme et une production différente de l'huile de palme, respectivement.
"Biodiesel" et "Bioethanol" correspondent aux scénarios décrivant une production de biodiesel et de bioéthanol, respectivement.

Les barres horizontales présentent les intervalles de confiance à 95%. Les chiffres entre parenthèses indiquent le nombre de scénarios et le nombre d'articles utilisés dans chaque groupe. Les droites verticales rouges indiquent un niveau de réduction de 50%.



B. Valeur minimale de E_f (E_f^{min})



C. Valeur maximale de E_f (E_f^{max})

Note : l'analyse s'appuie sur les groupes de scénarios signalés en rouge pour établir un jeu d'hypothèses alternatives des réductions d'émissions permises par les biocarburants.

Source : INRA (2017), op. cit.

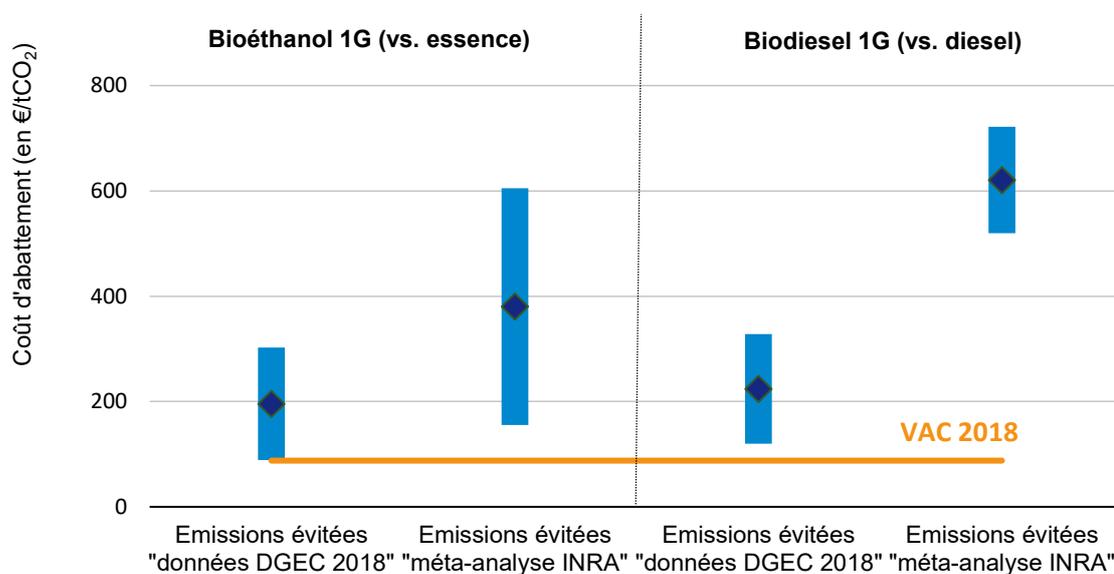
3. Résultats

Dans un premier temps, on détermine les coûts d'abattement associés actuellement aux biocarburants de première génération, en présentant simultanément les résultats obtenus avec les deux jeux d'hypothèses concernant les réductions d'émissions de gaz à effet de serre permises (Graphique 22).

Il apparaît avec ces calculs que la rentabilité socioéconomique des biocarburants de première génération n'est actuellement pas garantie, y compris avec les hypothèses plus

favorables concernant les réductions d'émissions de GES. Si les impacts réels sont difficiles à quantifier et très incertains, les calculs menés sur la base de la méta-analyse INRA laissent penser que la combinaison, entre autres, des effets de changement d'affectation des sols direct et indirect, rend ces solutions peu attractives pour la collectivité, au moins à court terme.

Graphique 22 – Coûts d'abattement des biocarburants (bioéthanol et biodiesel) de première génération par rapport aux carburants conventionnels en 2018



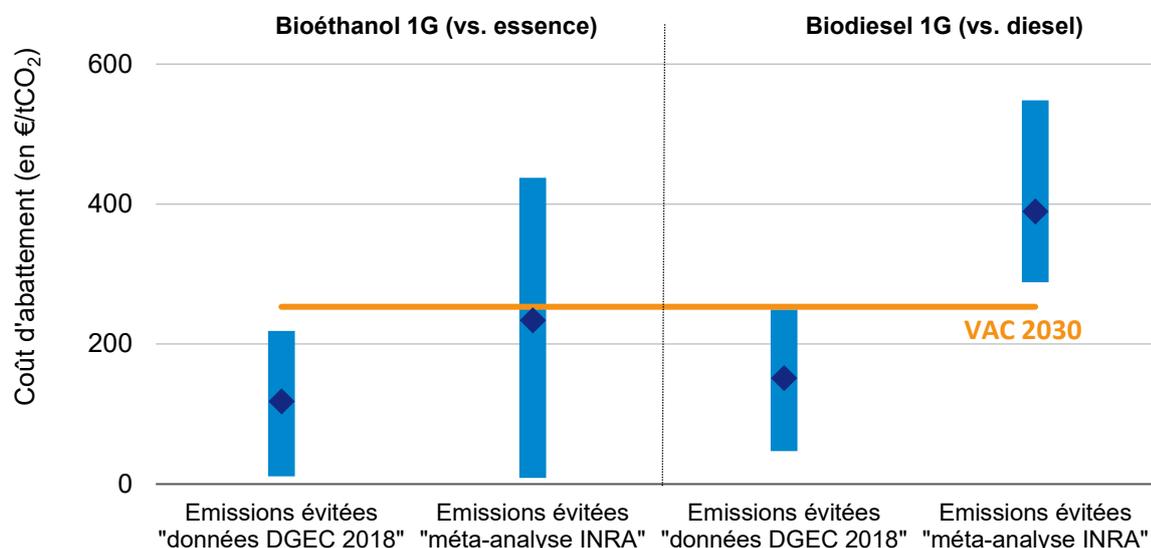
Note : on utilise ici la première hypothèse de coût sur les carburants d'origine fossile, à savoir une valeur de 0,45 €/L. Les barres d'incertitude résultent des fourchettes d'hypothèses retenues pour les coûts de production des biocarburants et les émissions qu'ils permettent effectivement d'éviter.

Source : calcul des auteurs

À l'horizon 2030, en faisant l'hypothèse que les coûts de production des biocarburants de première génération restent stables (des progrès marginaux sur les procédés compensant une légère augmentation des coûts d'approvisionnement) et que le coût des carburants conventionnels augmente de l'ordre de 25 % (scénario type *Stated Policies* de l'AIE), la pertinence de cette filière demeure très incertaine du point de vue socioéconomique (Graphique 23).

En outre, à cet horizon et compte tenu de l'ambition des objectifs de décarbonation dans les transports, se posera avec plus d'acuité la question de savoir si les réductions d'émissions permises sont suffisantes (au mieux 50 % par rapport aux carburants conventionnels) – en particulier au regard de la contrainte qui pèse sur la ressource biomasse et de la persistance de la problématique de concurrence avec les usages alimentaires.

Graphique 23 – Coûts d'abattement des biocarburants de première génération (bioéthanol et biodiesel) par rapport aux carburants conventionnels, à l'horizon 2030

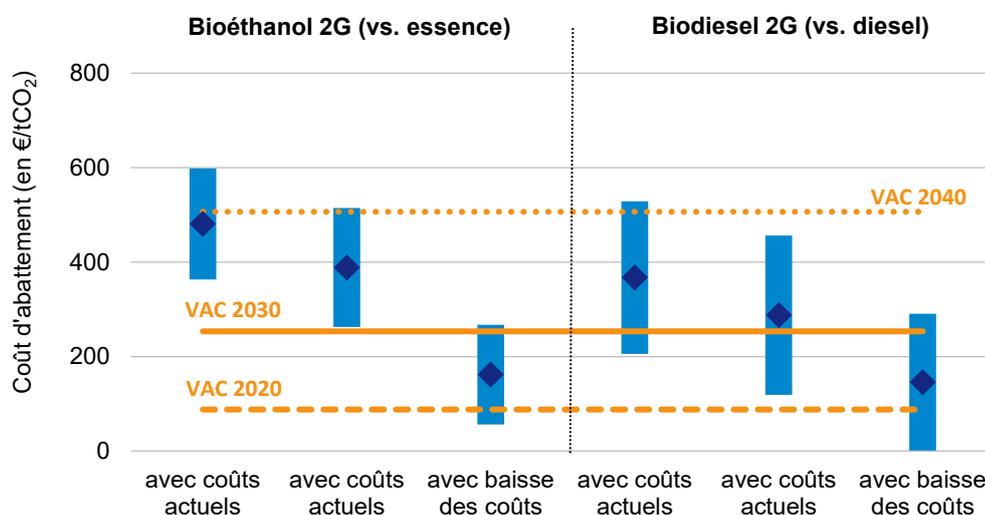


Note : on utilise ici la seconde hypothèse de coût sur les carburants d'origine fossile, à savoir une valeur de 0,75 €/L cohérente avec un coût à l'horizon 2030 dans un scénario de type *Stated Policies* (AIE). Les barres d'incertitude résultent des fourchettes d'hypothèses retenues pour les coûts de production des biocarburants et les émissions qu'ils permettent d'éviter.

Source : calcul des auteurs

Pour compléter l'analyse, on s'intéresse aux coûts d'abattement des biocarburants de deuxième génération, toujours aux horizons de temps 2020 et 2030, sur la base des réductions d'émissions estimées dans la méta-analyse INRA et en prenant en compte l'impact des baisses de coûts potentielles. Si ces biocarburants ne sont pas socioéconomiquement rentables aujourd'hui, ils pourraient l'être à compter de 2030 à la condition que des baisses de coûts de production significatives, de 20 % à 30 %, se matérialisent (Graphique 24). La méta-analyse INRA montrant par ailleurs que les agrocarburants de deuxième génération permettent des réductions d'émissions significativement plus importantes en moyenne, ces résultats plaident pour une concentration des moyens vers les technologies « avancées ».

Graphique 24 – Coûts d'abattement associés aux biocarburants de deuxième génération par rapport aux carburants conventionnels aux horizons 2020 et 2030



Note : les calculs sont réalisés aux horizons 2020 et 2030, avec des hypothèses de 0,45 et 0,60 €/L respectivement pour le coût de production des carburants d'origine fossile. Les barres d'incertitude résultent des fourchettes d'hypothèses retenues pour les coûts de production des biocarburants et les émissions qu'ils permettent d'éviter.

Source : calcul des auteurs

4. Perspectives d'approfondissement et commentaires

Les autres coûts externes environnementaux

Dans la mesure où les calculs sont menés selon une perspective socioéconomique, il conviendrait que le différentiel de coûts de production intègre aussi l'écart de coûts externes liés à la production du carburant fossile et de son substitut biosourcé (tel que dans la formule présentée plus haut (section 2)).

Néanmoins, la revue de littérature conduite dans le cadre de l'étude INRA (2017) met en évidence les fragilités et les lacunes des travaux disponibles à ce jour et les difficultés qui en résultent pour identifier, et *a fortiori* quantifier, les divers impacts environnementaux de la production de biomasse non alimentaire. En l'occurrence, il semblerait que les changements d'affectation aient des impacts négatifs du fait notamment d'une augmentation des prélèvements en eau, des phénomènes d'eutrophisation et des pressions sur la biodiversité.

Ces conclusions restent préliminaires et les études sur les autres impacts sont trop rares pour en tirer de premiers enseignements, notamment en ce qui concerne les impacts des

carburants biosourcés sur la pollution atmosphérique et la santé humaine. Sur le principe, des impacts négatifs se traduiraient par une augmentation des coûts d'abattement obtenus.

Limites des gisements

Quand bien même leur utilisation serait socioéconomiquement efficace, les biocarburants induisent des réductions d'émissions limitées par trois types de contraintes, ce qui réduit leur intérêt à long terme dans une perspective de décarbonation complète des transports terrestres à l'horizon 2050 :

- au niveau micro, les réductions d'émissions sont limitées par les **émissions inhérentes à la production des biocarburants**. La substitution d'un carburant d'origine fossile par un biocarburant de deuxième génération ne conduirait en l'état actuel des pratiques agricoles qu'à des réductions d'émissions de l'ordre de 50 % à 60 % dès lors que l'on tient compte des changements d'affectation des sols induits, en particulier indirects ;
- au niveau micro toujours, ces réductions d'émissions peuvent être limitées par des **contraintes d'incorporation selon les motorisations**. Le taux d'incorporation actuel du bioéthanol dans l'essence représente jusqu'à 5 % en volume dans le SP95 et SP98, et jusqu'à 10 % en volume dans le SP95-E10¹. Pour atteindre des taux d'incorporation plus élevés (typiquement ceux du superéthanol E85 composé jusqu'à 85 % de bioéthanol), il est possible de recourir à des véhicules spécialement adaptés, dits « flexfuel ». Il faut alors tenir compte du surcoût associé à ces motorisations : sur la base d'une hypothèse de prix d'un boîtier de conversion E85 homologué de 1 000 euros, on estime en première approche que le coût d'abattement associé au bioéthanol pour des taux d'incorporation élevés serait supérieur de l'ordre de 50 à 100 €/tCO₂ aux résultats présentés plus haut ;
- au niveau macro surtout, le gisement associé à l'utilisation de biocarburants est limité par la **contrainte sur la ressource en biomasse disponible**.

Dans ce contexte de ressources limitées, le recours aux biocarburants – si, malgré les limites présentées ci-dessus, celui-ci s'avère indispensable à l'atteinte des objectifs climatiques du secteur – doit être orienté vers des applications soigneusement identifiées. En l'occurrence, dans le secteur aérien, l'utilisation de biocarburants constitue, au moins à court et moyen terme, un des principaux leviers, après la réduction des consommations spécifiques, pour la réduction des émissions du secteur. Ainsi, en dépit de leur coût d'abattement encore potentiellement élevé (de l'ordre de 400 à 500 €/tCO₂ pour les

¹ E10 faisant référence à la présence de 10 % d'éthanol dans le mélange. Contrairement aux mélanges avec 5 %, ce biocarburant nécessite des technologies spécifiques.

biocarburants de deuxième génération – voir graphiques 22 et 23), les biocarburants aériens pourraient constituer un débouché à privilégier pour la filière. On notera par ailleurs qu'ils présentent l'avantage de pouvoir être utilisés en mélange au kérosène fossile, jusqu'à 50 % d'incorporation en volume.

Dans cette perspective, les ministères de la Transition écologique, de l'Économie et des Finances, des Transports, et de l'Agriculture et de l'Alimentation ont défini une feuille de route nationale¹, qui précise l'ambition et la stratégie que la France pourrait développer en matière de biocarburants aéronautiques durables dès 2025. Celle-ci prévoit notamment une trajectoire de substitution à court terme du kérosène fossile par des biocarburants durables, de 2 % en 2025 et de 5 % en 2030. Amorcer le déploiement de ces produits à court terme s'inscrit en cohérence avec la SNBC, qui fixe un objectif de long terme de 50 % en 2050.

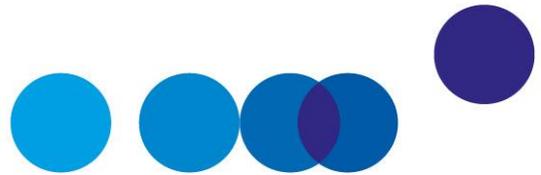
Messages clés

- Le calcul du coût d'abattement associé à la substitution de carburants fossiles par des équivalents biosourcés paraît en première approche relativement simple. S'il ne nécessite pas de modification des motorisations, il suffit de rapporter le différentiel de coût par litre (entendu au sens large, à savoir de production mais également en tenant compte des équivalents monétaires des externalités) à l'écart en termes de bilan d'émissions GES.
- Les résultats obtenus laissent penser que la rentabilité socioéconomique du recours aux biocarburants de première génération est très incertaine, y compris à l'horizon 2030. Pour les carburants de deuxième génération, les baisses de coûts de production de l'ordre de 20 % à 30 % envisageables devraient leur permettre d'être socioéconomiquement rentables à l'horizon 2030.
- Ces calculs sont très dépendants des situations particulières (notamment des conditions de production de la matière première utilisée), ce qui se traduit par une importante variabilité des résultats. Le taux de réduction d'émissions permis par l'utilisation de carburants biosourcés est particulièrement sensible (et son évaluation soumise à d'importantes incertitudes selon la méthodologie retenue), dès lors notamment que l'on tient compte des impacts des changements d'affectation des sols, en particulier les changements indirects.
- La production de biocarburants induit d'autres externalités environnementales (augmentation des prélèvements d'eau, eutrophisation, pressions sur la biodiversité, etc.) sur lesquelles les conclusions des études existantes, et *a fortiori* les tentatives de

¹ Cette feuille de route est accessible [ici](#).

quantification, restent préliminaires et ne peuvent donc être intégrées à ce stade dans les calculs de coûts d'abattement socioéconomiques.

- Enfin, le gisement de réduction d'émissions associé aux biocarburants est limité à la fois par les émissions directes et indirectes induites par leur production, les contraintes d'incorporation dans les carburants fossiles et surtout la quantité totale de bio-ressources disponible. Si les biocarburants sont effectivement appelés à jouer un rôle dans la trajectoire de décarbonation des transports, ces éléments invitent à une sélection précise des options techniques à privilégier (matières premières utilisées, procédés de production, etc.) et surtout des usages à couvrir, en ciblant ceux qui disposent d'alternatives limitées comme le secteur aérien.



CHAPITRE 4

LEVIERS D'EFFICACITÉ TECHNOLOGIQUE ET LEVIERS COMPORTEMENTAUX

Ni les leviers d'efficacité énergétique ni les leviers comportementaux n'ont fait l'objet de calculs spécifiques et approfondis dans le cadre des travaux de la commission. S'agissant des leviers comportementaux, la pertinence du calcul des coûts d'abattement ne paraît pas en effet démontrée. Nous nous contentons ici de faire un état des lieux de la connaissance en matière de coûts et d'émissions évitées pour ces différents leviers, en donnant quelques pistes méthodologiques pour le calcul d'un coût d'abattement.

1. Améliorer les performances de la motorisation des poids lourds

1.1. État des lieux

Le transport routier de marchandises est la deuxième source d'externalités climatiques dans le secteur des transports, derrière le trafic de véhicules légers. Ainsi, en 2017, la circulation des poids lourds sur le territoire national était responsable de 23 % des émissions de CO₂ du transport routier, celle des véhicules utilitaires légers de l'ordre de 20 %¹. Autrement dit, poids lourds et utilitaires contribuent à plus de 40 % des émissions de GES du secteur des transports, soit plus de 12 % de l'ensemble des émissions nationales.

La décarbonation complète des transports terrestres prévue dans la SNBC à l'horizon 2050 ne pourra se faire sans une conversion massive du parc vers des motorisations à faibles émissions. Si le mouvement est analogue à la transformation progressive du parc

¹ CGDD (2020), « [Chiffres clés du transport – Édition 2020](#) », *Datalab Transport*, Commissariat général au développement durable, mars.

de véhicules légers, l'analyse des véhicules poids lourds fait cependant ressortir des différences significatives :

- **la maturité de l'offre en matière de poids lourds à motorisations alternatives est aujourd'hui moindre que pour les véhicules légers.** Ainsi, alors que les véhicules particuliers rechargeables dans le parc roulant français avoisinent les 400 000 unités à la fin du troisième trimestre 2020¹ (soit plus de 1 % du parc total), le parc roulant de poids lourds français est encore composé quasi uniquement de motorisations diesel. Au 1^{er} janvier 2020, sur 600 000 véhicules lourds, on ne compte que 5 700 véhicules ne roulant pas au diesel, dont 4 700 utilisent du GNV². Autrement dit, les motorisations électriques et autres alternatives à faibles ou zéro émissions demeurent très marginales ;
- **la diversité des usages dans le transport routier de marchandises** (du petit porteur utilisé en logistique urbaine au semi-remorque pour le fret à longue distance), plus marquée que pour les déplacements personnels en automobile, **laisse penser que plusieurs motorisations alternatives au moteur diesel thermique seront susceptibles de coexister sur des segments différents.** Le scénario indicatif sous-jacent à la dernière révision de la SNBC prévoit notamment une croissance parallèle des parts de marché des motorisations électriques, hydrogène ou gaz (progressivement issu de bioressources) à l'horizon 2050.

Il résulte de ces deux constats qu'un **champ large d'options technologiques demeure possible pour la transformation du parc de véhicules lourds** : hybridation, motorisation thermique au gaz, motorisation électrique à batteries, « autoroutes électriques » avec caténaires, hydrogène³. On notera par ailleurs que les motorisations au gaz, alternatives au diesel – les plus développées aujourd'hui – posent question au regard de leurs coûts externes en matière de pollution de l'air⁴.

Compte tenu du temps nécessaire à l'émergence de filières de poids lourds à faibles ou zéro émissions matures technologiquement et compétitives, **le levier de l'efficacité énergétique et donc la réduction des consommations des motorisations thermiques est prioritaire sur le court et moyen terme.**

¹ Avere (2020), « [En septembre 2020, les véhicules électriques et hybrides rechargeables ont conquis 9 % de part de marché !](#) », *Baromètre mensuel de la mobilité électrique*, Association nationale pour le développement de la mobilité électrique, octobre.

² Voir données du ministère de la Transition écologique et solidaire dans la note « [Le parc des poids lourds en circulation est stable au 1^{er} janvier 2020](#) », octobre 2020.

³ European Climate Foundation (2018), « [Trucking into a Greener Future: the economic impact of decarbonizing goods vehicles in Europe](#) », Cambridge Econometrics, septembre.

⁴ Transport & Environnement (2019), « [Les camions au gaz réduisent-ils les émissions ?](#) », septembre.

Le scénario technique sous-jacent à la SNBC prévoit que les motorisations diesel représenteront encore deux tiers des immatriculations de poids lourds neufs en 2030, mais il fait l'hypothèse d'une baisse de la consommation des nouveaux modèles thermiques d'environ 20 % entre 2015 et 2030. L'effort à consentir trouve une traduction opérationnelle avec le règlement européen (UE) 2019/1242. Celui-ci établit, de manière analogue à la réglementation applicable aux véhicules particuliers, des normes d'émissions de CO₂ pour les poids lourds neufs vendus dans l'Union européenne, et vise une réduction de l'intensité carbone de 15 % d'ici 2025 et 30 % d'ici 2030 (en gCO₂eq/t.km).

1.2. Éléments de discussion des coûts d'abattement

La méthodologie générale de calcul des coûts d'abattement associés aux changements de motorisations pour les poids lourds est strictement équivalente à celle détaillée au chapitre 3 pour les véhicules légers. Ces calculs n'ont pas été conduits explicitement dans le cadre du groupe de travail, mais ils pourront l'être pour continuer à documenter et à hiérarchiser les différents leviers de décarbonation dans le secteur des transports.

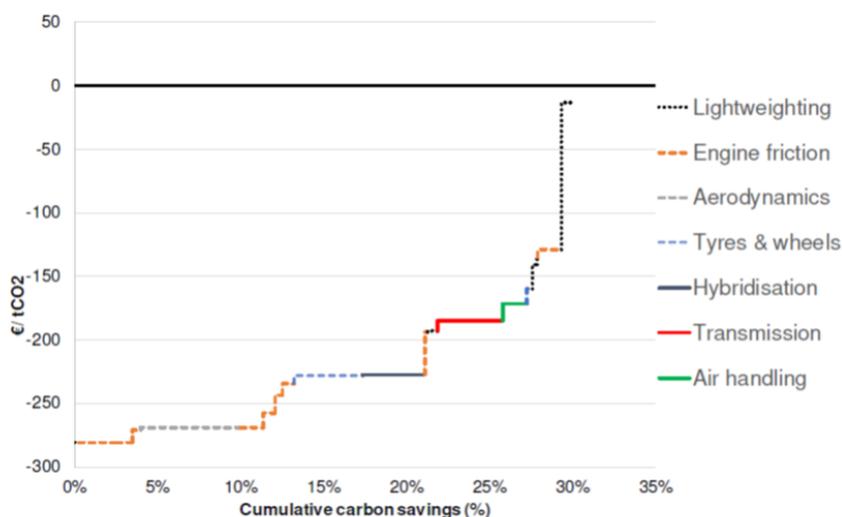
Le calcul peut aussi s'appliquer directement pour évaluer les leviers d'efficacité énergétique et de réduction de la consommation des motorisations thermiques neuves. Il consistera à mettre en regard : au numérateur (i) un surcoût (réduction de la masse de certains composants du véhicule, amélioration de l'efficacité du moteur, de la transmission, des caractéristiques aérodynamiques du véhicule, etc.) ; (ii) des économies d'énergie hors taxes et (iii) d'autres cobénéfices environnementaux, et au dénominateur les émissions évitées – ou plus exactement des bénéfices climatiques évalués grâce à la valeur de l'action pour le climat et exprimés en un volume équivalent d'émissions évitées.

Sans mener de calculs propres concernant les coûts d'abattement associés aux leviers d'efficacité énergétique, il est possible de se référer aux travaux de Ricardo Energy & Environment pour l'ICCT¹. Si la méthodologie utilisée diffère (non intégration des cobénéfices en matière de pollution de l'air, taux d'actualisation de 4 % au lieu de 4,5 %), les résultats mettent en évidence qu'une réduction d'environ 30 % des émissions des véhicules lourds est accessible pour un coût d'abattement négatif (Graphique 25), c'est-à-dire par des actions permettant à la collectivité de dégager davantage de bénéfices socioéconomiques hors climat que les coûts engagés. Autrement dit, la réduction de 30 % de l'intensité carbone des poids lourds vendus dans l'Union européenne d'ici 2030 semble souhaitable, indépendamment des réductions d'émissions qu'elle permet. **Il s'agirait ainsi d'un potentiel de décarbonation sans regrets.**

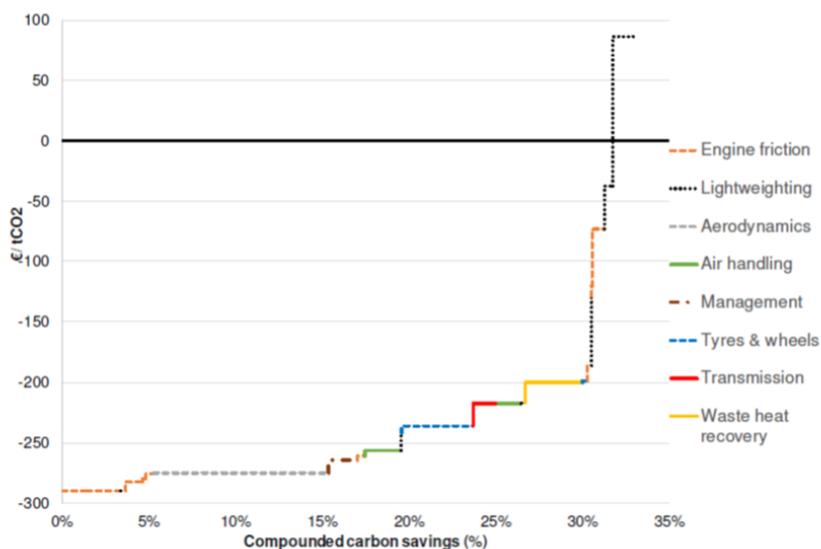
¹ Ricardo Energy & Environment (2017), *Heavy Duty Vehicles Technology Potential and Cost Study*, rapport final pour l'ICCT, avril.

Graphique 25 – Distribution des coûts marginaux d'abattement pour des actions de réduction de la consommation de carburant de poids lourds (2030)

Cas de transporteurs



Cas des tracteurs routiers avec semi-remorques



Source : ICCT

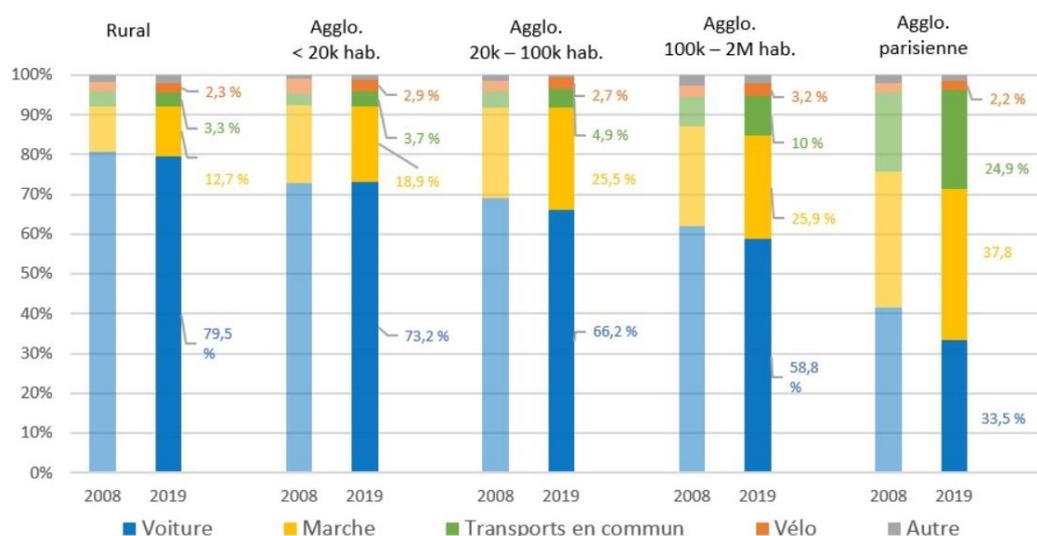
On peut rappeler que des coûts d'abattement socioéconomiques négatifs ne signifient pas pour autant que les gisements concernés sont susceptibles de se déployer spontanément, sans mécanisme d'incitation. En effet, la manière dont ils sont calculés ne vise pas à refléter les choix d'arbitrage des agents privés, en termes de choix du taux d'actualisation ou d'éléments de coût pris en compte.

2. Report modal et changements d'usage : le covoiturage et les modes actifs

En France, l'automobile reste le mode de transports largement privilégié pour les déplacements locaux, c'est-à-dire jusqu'à moins de 80 km du domicile. Cette réalité a relativement peu évolué sur la dernière décennie : en 2019, 63 % des déplacements, à courte et moyenne distance et en semaine, se faisaient en voiture, contre 64,8 % en 2008¹.

Ce constat cache de profondes différences entre les territoires (Graphique 26). Quand l'automobile est encore utilisée pour près de 80 % des déplacements locaux en milieu rural, la marche et les transports en commun en couvrent plus de 60 % en agglomération parisienne. La mise en évidence de ces contrastes invite à une approche différenciée, tenant compte du potentiel et des contraintes sur chaque levier, territoire par territoire.

Graphique 26 – Évolution des parts modales (en nombre de déplacements locaux, inférieurs à 80 km du domicile, en semaine) par type d'unité urbaine entre 2008 et 2019



Note : Les résultats sont établis pour les déplacements des individus âgés de 6 ans ou plus résidant en France métropolitaine, sur la base de l'enquête *Mobilité des personnes* de 2018-2019 et de l'enquête nationale *Transports et déplacements* de 2007-2008 (SOeS/Insee/Inrets).

Source : SDES

¹ Voir les premiers résultats de l'enquête *Mobilité des personnes* de 2018-2019 sur le site du ministère de la Transition écologique.

2.1. Le covoiturage

Sans modifier la part de l'automobile dans les déplacements locaux, le développement du covoiturage à courte et moyenne distance permettrait de limiter les impacts climatiques par passager transporté. En effet, le taux d'occupation des véhicules est aujourd'hui globalement faible : il est de 1,22 pour les trajets inférieurs à 20 km (82 % des déplacements), mais dépasse 2 pour ceux de plus de 200 km¹.

Plusieurs études s'accordent sur le fait que, malgré des obstacles multiples, le potentiel du covoiturage régulier n'est pas négligeable². En première approche, l'Ademe estime ainsi qu'il pourrait représenter à moyen terme 5 % des déplacements de courte distance et 30 % des déplacements domicile-travail de moyenne distance³, soit un triplement par rapport à la situation actuelle. Ces potentiels diffèrent évidemment d'un territoire à l'autre⁴.

La Stratégie de développement de la mobilité propre (2016) annexée à la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) définissait une cible de 1,8 à 2 personnes en moyenne par véhicule en 2030, en insistant sur le nécessaire développement des aires dédiées et des services numériques facilitant la mise en relation des covoitureurs. Le gouvernement et les acteurs du covoiturage se sont engagés à tripler la part du covoiturage dans les déplacements du quotidien d'ici 2024. Même si la crise sanitaire peut constituer un frein supplémentaire (au moins temporaire) au développement des modes partagés, cette ambition transparaît bien dans le plan de relance du gouvernement qui prévoit des crédits additionnels pour la réalisation de voies réservées.

2.2. Les modes actifs

Pour le vélo, en matière de pratique cyclable, la France se signale par un retard certain en comparaison d'autres pays européens. Ainsi, d'après le baromètre Eurostat (2014), les Français ne sont que 4 % à déclarer le vélo comme mode de transport le plus utilisé, contre plus de 35 % aux Pays-Bas, plus de 20 % au Danemark ou en Hongrie, et 9 % en moyenne à l'échelle européenne.

¹ Voir la [Stratégie de développement de la mobilité propre](#) (2016).

² Cerema (2018), [Covoiturage courte et moyenne distance – Retour d'expériences, freins et leviers](#), rapport d'études, septembre.

³ Ademe (2015), [Étude nationale sur le covoiturage de courte distance. Leviers d'actions, benchmark et exploitation de l'enquête nationale Transports et déplacements \(ENTD\)](#), Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie, rapport final, septembre.

⁴ CGDD (2014), « [Le covoiturage pour les déplacements domicile-travail : quel potentiel ?](#) », *Études & documents*, n 107, Commissariat général au développement durable, juin.

À nouveau, ce constat masque des disparités territoriales et locales fortes, perceptibles dans l'évolution des pratiques. On a vu plus haut (Graphique 26) que le vélo couvrait 3,2 % des déplacements locaux en agglomération de plus de 100 000 habitants contre 2,3 % en milieu rural, où la pratique était pourtant la plus forte il y a deux ou trois décennies. De même, si la pratique du vélo a fortement augmenté dans le cœur des grandes villes, elle continue de s'affaïsser en périphérie.

Le potentiel de développement n'en est pas moins très important. En effet, le vélo est particulièrement bien adapté aux déplacements entre 1 et 5 km, et l'essor des vélos à assistance électrique élargit encore ce rayon. Il ne parvient pourtant à capter que 3 % de ces déplacements cibles (1 à 7 km), la voiture individuelle couvrant 65 % des déplacements entre 1 et 2 km, 73 % entre 2 et 3,5 km et 78 % entre 3,5 et 7 km.

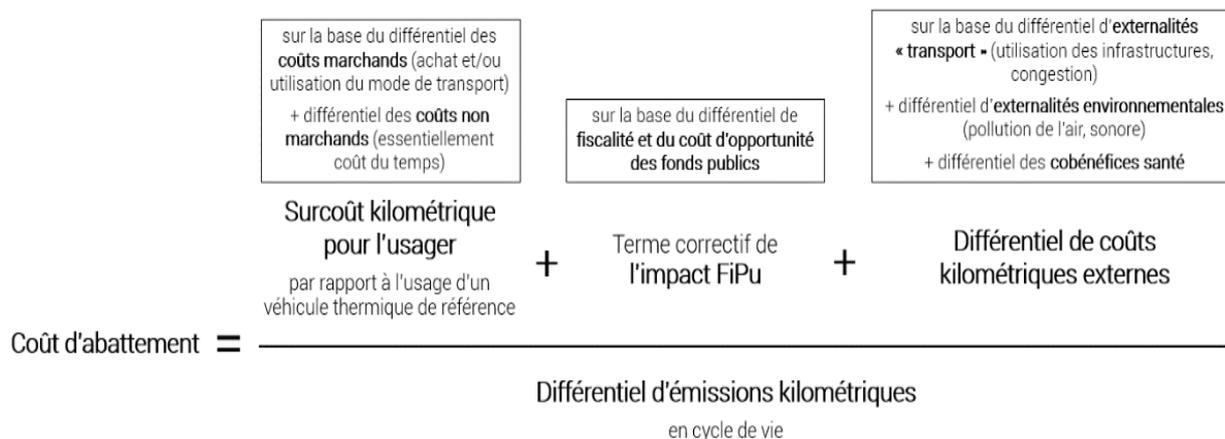
Ce potentiel concerne l'ensemble des territoires. La Direction générale des entreprises (DGE) estime ainsi que « la part des déplacements cibles du vélo est [...] de 54 % dans le centre des grandes villes où le vélo se développe, de 65 % dans la périphérie des petites villes où la part du vélo est très faible, et encore de 50 % dans la périphérie des grandes villes et dans les communes multi polarisées »¹. La Stratégie de déploiement de la mobilité propre déjà citée repose sur l'hypothèse d'une multiplication par 4 de la part modale du vélo d'ici 2030.

À titre de comparaison, signalons que les enjeux se posent de manière significativement différente pour la marche. En effet, son potentiel de développement semble bien moindre dans la mesure où elle parviendrait déjà à capter 60 % à 90 % de ses déplacements cibles (moins de 1 km, d'après la même étude).

2.3. Comment calculer les coûts d'abattement ?

La méthodologie de calcul des coûts d'abattement associés aux reports modaux de l'automobile vers le covoiturage ou les mobilités actives reste aujourd'hui exploratoire. Elle l'est plus que celle employée pour le remplacement des véhicules dans la mesure où il s'agit de comparer des usages imparfaitement substituables du point de vue des services rendus et des coûts non marchands associés. Le coût d'abattement est défini alors de la manière suivante :

¹ Chiffres issus d'une étude commandée par la DGE, la DGITM et l'Ademe : « [Impact économique et potentiel de développement des usages du vélo en France](#) », *Les Dossiers de la DGE*, avril 2020.



Coût marchand pour l'utilisateur

La référence pour le calcul des coûts d'abattement est un déplacement seul en véhicule thermique essence de type citadine. Pour le vélo, le coût de l'ordre de 15 c€₂₀₁₉/km retenu est issu de différentes études (CGDD¹, DGE, DGITM et Ademe). Le coût marchand imputé à la marche est nul, celui du covoiturage égal à la moitié du coût d'usage de la voiture seule.

Coût du temps

Cette composante de coût non marchand est intégralement portée par l'utilisateur. Elle rend compte du coût d'opportunité du temps perdu par l'utilisateur lorsqu'il se déplace, et est évaluée sur la base d'une valeur monétaire de référence issue du rapport Quinet de 2013. Les évaluations proposées doivent prendre en compte les incertitudes sur les vitesses de chaque mode, dans la mesure où l'analyse ne se limite pas aux trajets inférieurs à 5 km en milieu urbain dense.

Coût externes « transport »

Cet ensemble renvoie : au coût marginal d'utilisation des infrastructures ; aux coûts de congestion ; à un coût du risque, pour l'utilisateur lui-même et pour les autres usagers. Ces deux dernières composantes sont évaluées à partir de statistiques d'accidentologie et d'une estimation de l'exposition aux risques. Pour toutes ces composantes des coûts « transport », la valeur retenue pour le covoiturage correspond à la moitié de celle pour

¹ CGDD (2015), « [Évaluation de la politique de développement de l'usage du vélo pour les transports du quotidien](#) »

l'automobiliste seul, sauf pour le terme d'*insécurité* rendant compte du risque couru par l'usager lui-même qui ne peut être « réparti ».

Coûts externes environnementaux

En ce qui concerne les coûts de pollution de l'air et de pollution sonore, l'analyse peut reprendre ceux utilisés pour l'automobile. On notera que cette composante qui avait un impact non négligeable sur le coût d'abattement des motorisations à faibles émissions (par rapport à une motorisation thermique essence) est ici très faible devant les coûts externes « transport » et les cobénéfices « santé » (ci-dessous). Cela s'explique aussi en partie par le fait que le véhicule pris en référence est un véhicule essence neuf, dont les émissions de polluants sont significativement plus faibles que celles d'un véhicule moyen du parc automobile.

Cobénéfices « santé »

Enfin, l'étude CGDD mobilisée tient compte pour le vélo et pour la marche à la fois d'une baisse du coût (marchand) des soins de santé et aussi de gains (non marchands) pour les usagers qui traduisent une baisse de la mortalité et de la morbidité liées aux accidents. Ces deux composantes doivent être clairement distinguées : la première correspond à une évaluation d'un coût budgétaire évité pour la sécurité sociale ; la seconde renvoie à une notion de bien-être individuel.

2.4. Des résultats à manier avec précaution

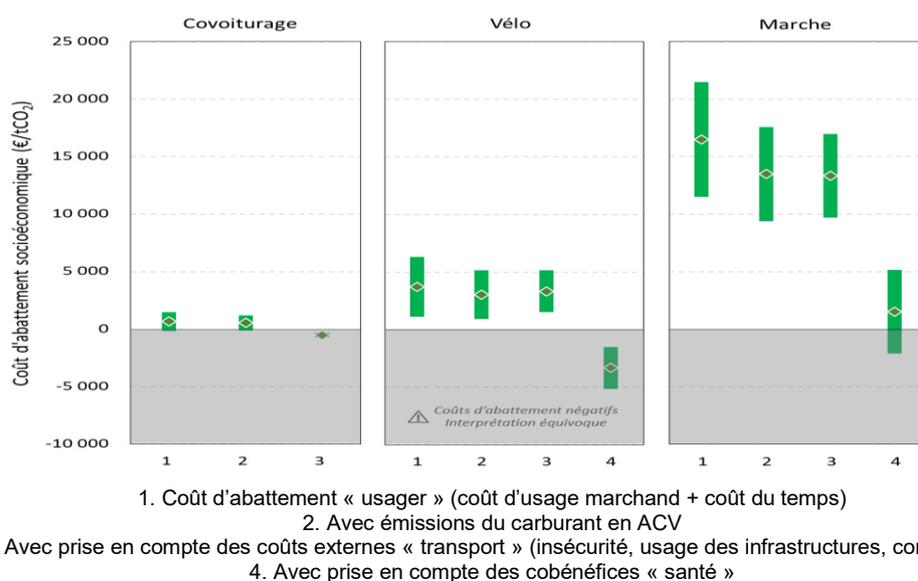
Le Tableau A en Annexe 2 donne le détail d'une comparaison des coûts généralisés du transport pour les modes : marche, vélo, automobile en mode individuel, covoiturage. Sur la base de ces coûts généralisés, on obtient les coûts d'abattement des différentes alternatives à la voiture individuelle étudiées (covoiturage, vélo, marche) en segmentant la prise en compte progressive des composantes (Graphique 27). Ces résultats appellent deux remarques principales, qui concernent tout particulièrement les modes actifs :

- tout d'abord, l'incertitude (et la variabilité, en fonction des milieux d'usage notamment) sur les paramètres induit **une très grande dispersion des valeurs de coûts d'abattement**. Ainsi, toutes composantes socioéconomiques prises en compte, il paraît impossible de tirer des conclusions robustes sur l'intérêt du report vers la marche ;
- surtout, **les coûts d'abattement varient très fortement en fonction des composantes prises en compte**. En particulier, ils sont très élevés lorsqu'on ne tient compte que des coûts directs pour l'usager, du fait de la valeur du temps : les trajets étant plus longs à vélo ou à pied qu'en voiture, la valorisation du temps perdu tire

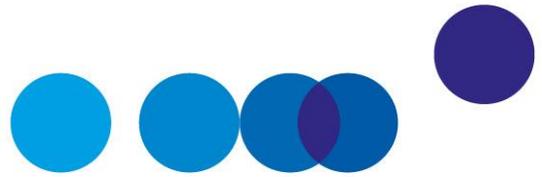
fortement le coût d'abattement à la hausse. À l'inverse, dès lors qu'on intègre les cobénéfices sanitaires, le coût d'abattement baisse drastiquement (jusqu'à être pour la marche possiblement négatif), c'est-à-dire que le bilan socioéconomique de ces pratiques par rapport à l'usage d'une voiture est déjà positif sans même tenir compte de l'impact climatique.

Au final, il apparaît que le coût d'abattement est un indicateur très imparfait pour discuter la pertinence économique d'encourager la pratique des modes actifs (et dans une moindre mesure du covoiturage). Au-delà de la difficulté de comparer des modes imparfaitement substituables, l'incertitude sur le résultat du bilan socioéconomique semble se cristalliser sur deux composantes : le coût du temps d'une part, les gains en termes de santé de l'autre.

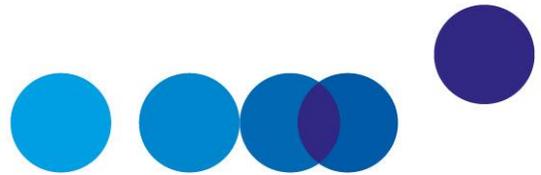
Graphique 27 – Coûts d'abattement du covoiturage, du vélo et de la marche par rapport à l'utilisation d'un véhicule



Source : calculs des auteurs



ANNEXES



ANNEXE 1

MEMBRES DE LA COMMISSION

Président

Patrick Criqui, directeur de recherche émérite CNRS, UMR GAEL, université Grenoble Alpes

Secrétariat

Bérengère Mesqui, coordinatrice, France Stratégie

Julien Bueb, France Stratégie

Stéphane Crémel, Direction générale du Trésor

Maxime Gérardin, France Stratégie

Olivier de Guibert, Commissariat général au développement durable

Silvano Domergue, Commissariat général au développement durable

Boris Le Hir, France Stratégie

Aude Pommeret, France Stratégie

Gauthier Vermandel, France Stratégie

Membres

Émilie Alberola, directrice Innovation et Recherche, Eco'Act

Yasmine Arsalane, Agence internationale de l'énergie

Emmanuel Combet, ADEME

Dominique Bureau, délégué général, Conseil économique pour le développement durable (CEDD)

Antoine Dechezleprêtre, OCDE

Jean-Guy Devezeaux de Lavergne, I-Tesé

Matthieu Glachant, professeur d'économie, Mines Paristech

Joseph Hajjar, Direction générale de l'Énergie et du Climat

Jan Horst Keppler, professeur d'économie, université Paris-Dauphine

David Marchal, ADEME

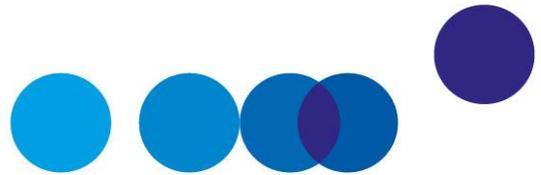
Yves Marignac, Association Négawatt

Andrew Prag, Agence internationale de l'énergie (AIE)

Yannick Pérez, CentraleSupélec

Cédric Philibert, université Paris-Dauphine

Philippe Quirion, CNRS-CIRED



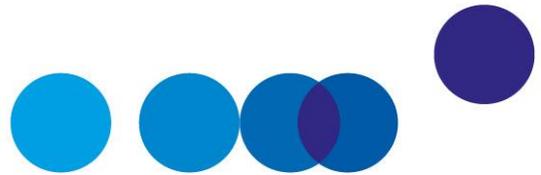
ANNEXE 2

SYNTHÈSE DES COMPOSANTES DES COÛTS GÉNÉRALISÉS ÉVALUÉS POUR CHAQUE ALTERNATIVE MODALE ÉTUDIÉE

Tableau A – Synthèse des composantes de coûts généralisés évaluées pour chaque alternative modale étudiée

	c€ ₂₀₁₉ /(pass.km)	Voiture solo	Vélo	Marche	Covoiturage
Coûts « usager » marchands	Coût marchand <i>dont TICPE</i>	[15 ; 25] 5	[10 ; 20]	-	[10 ; 15] < 5
Coûts « usager » non marchands	Coût du temps	[20 ; 40]	[65 ; 95]	[215 ; 320]	[25 ; 60]
Coûts externes « transport »	Insécurité	5	20	15	< 5
	Coût marginal d'utilisation des infrastructures	< 5	-	-	< 5
	Congestion	[5 ; 20]	[0 ; 5]	-	[< 5 ; 10]
Coûts externes environnement	Pollution locale	< 5	-	-	< 5
	Bruit	< 5	-	-	< 5
Cobénéfices « santé »	Santé	-	- 110	- 195	-
	<i>dont coût des soins de santé</i>		10	20	
	<i>dont coût pour les entreprises des arrêts maladies</i>		5		
Émissions GES kilométriques <i>en gCO₂/(pass.km)</i>	165 (135)	-	-	85 (70)	

Source : rapport Quinet 2013, CGDD, Ademe



ANNEXE 3

RÉFÉRENCES BIBLIOGRAPHIQUES

Sources générales

CGSP (2013), *L'Évaluation socioéconomique des investissements publics*, rapport de la mission présidée par Émile Quinet, Commissariat général à la stratégie et à la perspective, septembre.

Ministère de la Transition écologique et solidaire (2020), *Projet de Stratégie nationale bas-carbone*, janvier.

Sources par levier

Changement de motorisation – cas des VP

Ademe (2018), *Bilan transversal de l'électrification par segment. Projet E4T*, rapport, Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie, avril.

Ademe (2016), « *Les potentiels du véhicule électrique* », *Les Avis de l'Ademe*, Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie, avril.

Berckmans G., Messagie M., Smekens J., Omar N., Vanhaberbeke L. et Van Mierlo J. (2017), « *Cost projection of state of the art lithium-ion batteries for electric vehicles up to 2030* », *Energies*, 10(9), MDPI, septembre.

CGDD (2017), « *Analyse coûts-bénéfices des véhicules électriques. Les voitures* », *Analyse théma transport*, Commissariat général au développement durable, juillet.

France Stratégie (2018), *Les Politiques publiques en faveur des véhicules à très faibles émissions*, par D. Auverlot, N. Meilhan, B. Mesqui et A. Pommeret, rapport, mai.

Miotti M., Hofer J. et Bauer C. (2015), « *Integrated environmental and economic assessment of current and future fuel cell vehicles* », octobre.

Morrison G., Stevens J. et Joseck F. (2018), « *Relative economic competitiveness of light-duty battery electric and fuel cell electric vehicles* », *Transportation Research. Part C: Emerging Technologies*, n° 87, février, p. 183-196.

RTE (2019), *Enjeux du développement de l'électromobilité pour le système électrique. Principaux résultats*, Réseau de transport d'électricité, mai.

Schmidt O., Hawkes A., Gambhir A. et Staffell I. (2017), « The future cost of electrical energy storage based on experience rates », *Nature Energy*, n° 2, juillet.

Décarbonation des vecteurs énergétiques – cas des biocarburants

Ademe (2010), « Analyses de cycle de vie appliquées aux biocarburants de première génération consommés en France », synthèse, Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie, février.

CGDD (2013), « Bilan carbone des biocarburants : vers une prise en compte des changements indirects d'affectation des sols », *Études & documents*, n° 73, Commissariat général au développement durable, mars.

Low Carbon Energy Observatory (2019), *Sustainable Advanced Biofuels. Technology Market Report*.

Sénat (2019), *Rapport d'information sur la filière française des biocarburants*, par Pierre Cuypers, novembre.

USDA Foreign Agricultural Service (2019), *EU Biofuels Annual 2019*, mai.

Performance énergétique – cas des PL

Europe Climate Foundation (2018), *Decarbonising Road Freight in Europe. A Socio-Economic Assessment*, Cambridge Econometrics, août.

ICCT/Pollution Probe (2015), « Costs and adoption rates of fuel-saving technologies for trailers in the Canadian on-road freight sector », par B. Sharpe, D. May, B. Olivier et H. Mansour, White Paper, février.

LLorca M. et Jamasb T. (2017), « Energy efficiency and rebound effect in European road freight transport », *Transportation Research. Part A: Policy and Practice*, n° 101, juillet, p. 98-110.

Report modal

Fret ferroviaire

CGDD (2017), « Le potentiel de développement des autoroutes ferroviaires. Étude exploratoire », *Analyse thème transport*, Commissariat général au développement durable, juillet.

Vélo

CGDD (2015), « Évaluation de la politique de développement de l'usage du vélo pour les transports du quotidien », dans *Les comptes des transports en 2013*, t. II, *Dossiers*

d'analyse économique des politiques publiques des transports, coll. « Références », Commissariat général au développement durable, octobre, p. 47-72.

CGDD (2016), « [L'intermodalité vélo-train : une évaluation socio-économique des bénéfiques](#) », *Essentiel théma transport*, Commissariat général au développement durable, décembre.

Gössling S. et Choi A. S. (2015), « [Transport transitions in Copenhagen: comparing the cost of cars and bicycles](#) », *Ecological Economics*, vol. 113, mai, p. 106-113.

Optimisation des remplissages – cas du covoiturage

CGDD (2016), « [Covoiturage longue distance : état des lieux et potentiel de croissance](#) », *Études & documents*, n° 146, Commissariat général au développement durable, mai.

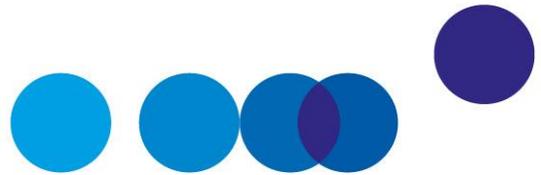
Découplage demande de mobilité/PIB

CGDD (2016), « [Projection de la demande de transport sur le long terme](#) », *Analyse théma transport*, Commissariat général au développement durable, juillet.

Autres

ICCT (2016), « [Electric vehicles: Literature review of technology costs and carbon emissions](#) », par P. Wolfram et N. Lutsey, Working Paper, n° 2016-14, juillet.

Offer G.J., Hower D., Contestabile M., Clague R. et Brandon N. P. (2009), « [Comparative analysis of battery electric, hydrogen fuel cell and hybrid vehicles in a future sustainable road transport system](#) ».



Directeur de la publication

Gilles de Margerie, commissaire général

Directeur de la rédaction

Cédric Audenis, commissaire général adjoint

Secrétaires de rédaction

Olivier de Broca, Gladys Caré, Anaïs Teston

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 :



www.strategie.gouv.fr



[@Strategie_Gouv](https://twitter.com/Strategie_Gouv)



[france-strategie](https://www.linkedin.com/company/france-strategie)



[FranceStrategie](https://www.facebook.com/FranceStrategie)



[@FranceStrategie_](https://www.instagram.com/FranceStrategie_)



[StrategieGouv](https://www.youtube.com/StrategieGouv)

Les opinions exprimées dans ce rapport engagent leurs auteurs et n'ont pas vocation à refléter la position du gouvernement.



FRANCE STRATÉGIE

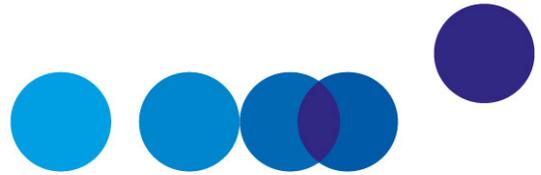


Institution autonome placée auprès du Premier ministre, France Stratégie contribue à l'action publique par ses analyses et ses propositions. Elle anime le débat public et éclaire les choix collectifs sur les enjeux sociaux, économiques et environnementaux. Elle produit également des évaluations de politiques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

Les coûts d'abattement

Partie 3 – Électricité

Rapport de la commission présidée par
Patrick Criqui



LES COÛTS D'ABATTEMENT

Partie 3 – Électricité

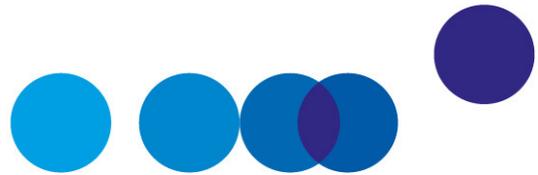
Rapport de la commission
présidée par **Patrick Criqui**

Rapporteurs

Silvano Domergue, Olivier de Guibert et Emmanuel Memmi
Commissariat général au développement durable

Julie Corberand et Aude Pommeret
France Stratégie





PRÉSENTATION

Suite à la signature de l'Accord de Paris en 2015, la France s'est engagée à atteindre la neutralité carbone à horizon 2050. La Stratégie nationale bas carbone (SNBC), révisée tous les cinq ans, constitue la feuille de route française pour lutter contre le changement climatique : elle détaille les actions à mettre en œuvre dans chaque secteur. Le présent travail vise à fournir des outils méthodologiques dans la perspective de l'élaboration de la troisième SNBC.

Les coûts d'abattement des différentes solutions de décarbonation, c'est-à-dire leur coût rapporté aux émissions évitées, sont en effet une donnée essentielle pour l'élaboration d'une stratégie climat efficace. Le recours au coût d'abattement socioéconomique permet de hiérarchiser les actions de décarbonation et d'identifier celles susceptibles de maximiser les réductions effectives d'émissions de gaz à effet de serre, à niveau d'effort donné pour la collectivité. La comparaison du coût d'abattement à la valeur de l'action pour le climat (VAC)¹ établit l'efficacité socioéconomique d'une action. Elle doit par ailleurs permettre de s'assurer que le niveau d'effort consenti reste proportionné au regard de la trajectoire nationale de réduction des émissions vers la neutralité carbone en 2050.

Suite au rapport de la commission Quinet sur la valeur de l'action pour le climat en février 2019, qui faisait le constat de la nécessité « de poser un cadre méthodologique clair et partagé pour pouvoir évaluer le coût d'abattement socioéconomique des différentes actions », la commission sur les coûts d'abattement des émissions de gaz à effet de serre a été installée en septembre 2019. Présidée par Patrick Criqui, directeur de recherche émérite au CNRS, elle est composée d'économistes et d'experts sectoriels.

L'objectif des travaux de la commission est triple :

- préciser le (ou les) sens que l'on donne au « coût d'abattement » et définir un cadre méthodologique partagé pour les calculs de ces coûts ;

¹ 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.

- expliquer l'interprétation qui peut être faite d'une évaluation des coûts d'abattement en fonction du mode de calcul retenu, en particulier préciser comment elle peut être comparée à la valeur de l'action pour le climat ;
- présenter les coûts d'abattement harmonisés d'une série de technologies ou d'actions pour la réduction des émissions ainsi que l'utilisation qui pourrait en être faite au service des politiques climatiques et les limites de ces utilisations.

Après une première partie méthodologique qui explicite le concept et les méthodes de calcul des coûts d'abattement socioéconomiques, les travaux de cette commission seront publiés secteur par secteur. Six parties thématiques présenteront des illustrations des coûts d'abattement pour six grands secteurs : transports, électricité – le sujet du présent rapport –, hydrogène, bâtiment, industrie et agriculture.

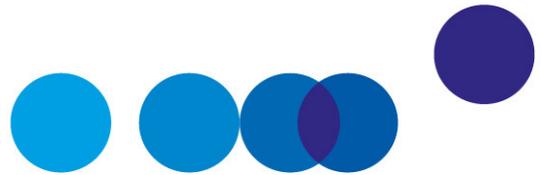


TABLE DES MATIÈRES

Synthèse	7
Introduction	23
Chapitre 1 – Rappel de l’ensemble des gisements	27
Chapitre 2 – Les spécificités du secteur électrique	33
Chapitre 3 – Scénarios pour l’évaluation des coûts d’abattement en France	37
1. La démarche de construction des scénarios.....	37
2. Le scénario de référence	40
3. Le scénario « Proxy-AMS ».....	42
3.1. L’évaluation des facteurs de charge.....	45
3.2. Les capacités de batteries et le <i>Power to Grid</i>	46
3.3. Construction de la boucle H ₂	46
4. Les variantes	47
4.1. Les variantes de mix de production « à consommation constante »	48
4.2. Les variantes avec modification de la consommation	49
5. Comparaisons des scénarios et des variantes	50
Chapitre 4 – Calcul des coûts de production	53
1. Le coût actualisé de production de l’électricité à la centrale, LCOE	54
1.1. Les hypothèses retenues	55
1.2. Comparaison avec l’OCDE-AEN.....	58
1.3. Comparaison avec les coûts AIE-IRENA du rapport <i>Net Zero by 2050</i>	59
2. La prise en compte des coûts système	62
2.1. Les coûts d’équilibrage et les coûts de réseau	63
2.2. Coûts d’équilibrage et de réseau, comparaison avec d’autres études.....	64
2.3. Une évaluation globale des coûts de profil par scénario ou variante.....	65

3. La question des coûts externes.....	66
3.1. Les enseignements des études européennes ExternE.....	67
3.2. Des évaluations plus récentes.....	69
4. Le coût total.....	70
4.1. Le coût unitaire.....	70
4.2. Le coût total des variantes.....	71

Chapitre 5 – Calcul des réductions d'émissions et des coûts d'abattement pour chaque variante.....	73
---	-----------

Chapitre 6 – Calcul du coût marginal de production de l'électricité pour l'électrification des usages.....	79
---	-----------

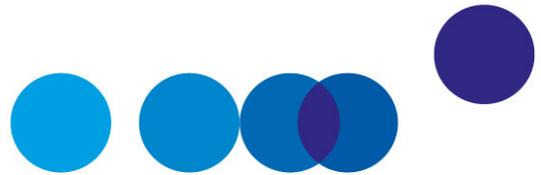
Chapitre 7 – Sensibilité au mix de production et aux coûts des technologies.....	85
---	-----------

1. Sensibilité au mix de production d'électricité renouvelable : une version « éolien renforcé ».....	85
2. Sensibilité aux coûts des technologies.....	89

Conclusions.....	91
-------------------------	-----------

ANNEXES

Annexe 1 – Membres de la commission.....	97
Annexe 2 – Trois études de référence pour l'analyse des coûts des systèmes électriques.....	99
Annexe 3 – Quelle valeur duale pour le nucléaire ?.....	113
Annexe 4 – Analyse de sensibilité à la source des données.....	115
Annexe 5 – Coûts de réseau et d'équilibrage multipliés par 10.....	117
Annexe 6 – Sensibilité aux capacités en batterie.....	119
Annexe 7 – Précisions techniques sur la construction des scénarios et variantes.....	121
Annexe 8 – Complément tableau « Entrées/sorties », cas du scénario Proxy-AMS.....	123
Annexe 9 – Comparaison entre le scénario Proxy-AMS et les variantes ECNB et ECNH.....	125



SYNTHÈSE

LES COÛTS DE LA DÉCARBONATION DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE

Points à retenir

Le présent rapport vise à évaluer les coûts d'abattement associés à la décarbonation de la production d'électricité. Ils correspondent aux surcoûts pour le système électrique associés à la suppression totale des émissions de CO₂ dans la production d'électricité.

La méthodologie développée permet également d'évaluer les surcoûts pour le système électrique, associés à l'électrification des usages. Ces coûts constituent un élément de l'évaluation des coûts d'abattement correspondant aux actions d'électrification (véhicules électriques, chauffage électrique, etc.). Ils sont utilisés dans le chapitre 6 associé aux coûts d'abattement via l'électrification.

Sur la méthode utilisée

- À l'horizon 2050, nous comparons le coût d'un système électrique décarboné à celui d'un système dans lequel subsisteraient des émissions correspondant à une production à partir de gaz naturel (piloteable donc permettant d'assurer la flexibilité) d'un niveau équivalent au niveau actuel. La décarbonation se fait essentiellement grâce à du biogaz de méthanisation et au recours à des moyens de stockage (batteries et boucle hydrogène avec méthanation). Les mix énergétiques des deux scénarios comparés ne minimisent pas les coûts, de sorte que ces scénarios ne sont pas optimisés. Ils sont plausibles et présentent des capacités nucléaires et renouvelables identiques. Le nucléaire fournit environ 30 % de l'électricité produite, et les énergies renouvelables variables (PV, éolien) la moitié.
- Les coûts système (coûts de l'ensemble des solutions d'adaptation de l'offre à la demande) sont explicitement pris en compte, ainsi que la dépendance des coûts au niveau de déploiement des énergies renouvelables variables.
- Les coûts sont évalués en approche « Greenfield » : l'ensemble des capacités de production actuelles sont supposées ne plus fonctionner. L'enjeu de l'équilibrage du

réseau, crucial vu la place importante des sources d'énergie renouvelable variable, est explicitement pris en compte, grâce à un modèle offre-demande au pas horaire utilisant le profil de consommation d'une année type.

- Les scénarios construits dans cette étude se veulent robustes mais ils sont cependant simplifiés et les résultats associés n'ont donc qu'une vocation illustrative de la méthodologie retenue, qui permet de calculer les coûts d'abattement pour d'autres hypothèses et d'autres scénarios d'évolution du système électrique.

Sur les résultats

- Dans le cadre d'hypothèses retenu, le coût d'abattement en 2050 s'élève à 370 €/tCO₂, sensiblement inférieur à la valeur de l'action pour le climat (VAC) préconisée par le rapport Quinet (2019)¹ pour cette date : la décarbonation totale du système électrique est donc justifiée d'un point de vue socio-économique².
- Le coût d'abattement lui-même est peu sensible à une modification du mix nucléaire/renouvelables et des hypothèses de coûts car les scénarios carboné et décarboné diffèrent essentiellement par la présence ou non de gaz naturel.
- Les tests de sensibilité sur la proportion de nucléaire dans le mix semblent indiquer que la part retenue de 30 % de nucléaire pourrait être inférieure à celle d'un mix coût-efficace, en termes strictement économiques (hors prise en compte des coûts externes).
- À l'horizon 2050, le coût moyen de production (et de flexibilité) de l'électricité serait de l'ordre de 100 €/MWh (en monnaie constante) dans le scénario totalement décarboné, soit 14 €/MWh de plus que dans le scénario partiellement carboné. Ce niveau est significativement plus élevé que le coût de production moyen actuel (60 €/MWh).
- Le niveau et le profil temporel (répartition dans l'année) de la consommation d'électricité auront également une influence sur le coût moyen de production. Les simulations montrent que le coût incrémental de long terme (tenant compte d'une adaptation du parc à la demande supplémentaire) pour satisfaire une légère hausse de la demande, à profil temporel inchangé, s'élève à 130 €/MWh, significativement plus élevé que le coût moyen (100 €/MWh). Cela résulte du caractère croissant de certains coûts, comme ceux de flexibilité et ceux de production à partir des énergies renouvelables du fait de la raréfaction progressive des sites favorables (zones venteuses ou ensoleillées).

¹ 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.

² Faute de données, les coûts d'abattement socio-économiques présentés dans ce rapport n'intègrent pas les coûts externes (voir [section 3](#) du chapitre 4).

AVERTISSEMENT

1. Ce travail sur les coûts d'abattement dans le secteur électrique ne vise pas à produire un nouveau scénario original pour le système électrique français. Il s'appuie en effet sur les perspectives tracées pour 2050 par la Stratégie nationale bas carbone (SNBC) de 2019, en particulier pour le niveau de la demande et le type de moyens de production utilisés. C'est à partir de cette image du futur que sont calculés les coûts d'abattement, par comparaison des coûts d'un système électrique encore en partie carboné, utilisant du gaz naturel, avec ceux d'un système complètement décarboné.

2. Tous les coûts relatifs aux technologies énergétiques sont marqués d'un fort degré d'incertitude, en particulier sur un horizon de long terme. Cela a conduit à la construction de différentes variantes. Les incertitudes sont particulièrement fortes dans le domaine du nucléaire pour les coûts de démantèlement des centrales et de cycle du combustible. Ces coûts sont cependant intégrés, respectivement dans le coût d'investissement actualisé et dans le coût du combustible. En revanche, les coûts externes sur la santé et l'environnement, pour lesquels il n'existe pas aujourd'hui d'évaluation robuste, ne sont pas ici pris en compte.

Dans l'analyse des coûts de réduction des émissions, il peut sembler surprenant de se pencher sur le rôle de l'électricité, alors que celle-ci est déjà fortement décarbonée en France. Cependant, le système électrique est appelé à jouer un rôle essentiel dans la transition, avec d'une part la possibilité de mobiliser des sources diversifiées d'énergies décarbonées et d'autre part celle de fournir un vecteur de consommation finale ainsi décarboné et apte à satisfaire des usages multiples. Depuis l'émergence des premiers scénarios de décarbonation profonde, avant l'Accord de Paris, comme dans les études les plus récentes, l'électrification des usages est en effet de plus en plus reconnue comme l'un des piliers stratégiques de la transition énergie-climat.

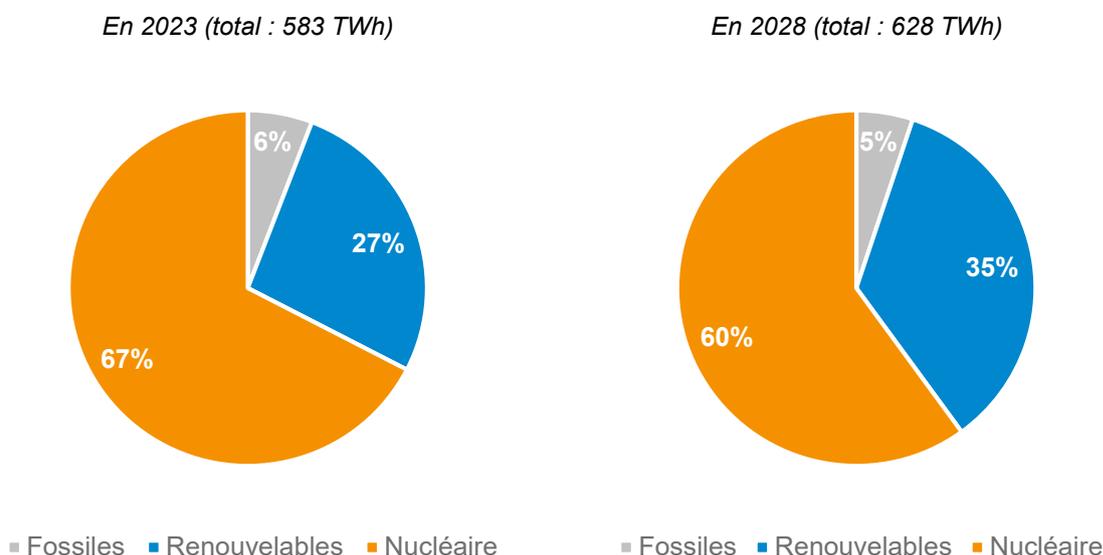
Le secteur électrique

En 2018, la production d'électricité était responsable de l'émission de 21 MtCO₂, soit près de 5 % des émissions nationales. Ces émissions ont lieu essentiellement pendant l'hiver et conduisent à faire appel à des moyens de production de pointe à base d'énergies fossiles. C'est en raison de la structure particulière du mix électrique français, avec une part élevée du nucléaire et des énergies renouvelables, que la production d'électricité en

France métropolitaine demeure globalement peu intensive en émissions. Néanmoins, la décarbonation totale de la production, dans un contexte de renouvellement des parcs existants et d'électrification des usages, nécessitera des investissements importants.

La loi énergie-climat de 2019 a fixé comme objectif la diversification progressive du mix électrique et la réduction à 50 % en 2035 de la contribution de l'électricité d'origine nucléaire dans le mix électrique¹. Mais pour le plus long terme, plusieurs scénarios sont aujourd'hui considérés comme possibles, d'un scénario 100 % renouvelables à des scénarios dans lesquels le nucléaire continuerait à jouer un rôle important dans la production d'électricité.

Part des différentes technologies dans la production d'électricité en 2023 et 2028



Source : Stratégie française pour l'énergie et le climat (2020), PPE 2019-2028

Les contraintes et problématiques spécifiques au système électrique

Si l'importance du rôle de l'électricité dans la transition énergétique est acquise, les incertitudes sur les options techniques qui devront être mobilisées, sur leurs coûts spécifiques, comme sur ce que l'on appelle les « coûts système », demeurent très importantes. Cela découle d'une part de la multiplicité des combinaisons techniques

¹ Il n'est pas précisé dans le rapport de la PPE si la part du nucléaire dans le mix tient compte de l'hydrogène ainsi que des pertes. Voir Stratégie française pour l'énergie et le climat (2020), PPE 2019-2028, ministère de la Transition écologique et solidaire, avril, p. 153.

susceptibles d'être mises en œuvre, mais aussi et surtout d'une contrainte particulière du système électrique : l'électricité se stockant difficilement, il est impératif de mettre en œuvre des solutions garantissant l'adéquation, en permanence, de la production et de la consommation.

Les coûts système sont l'ensemble des coûts des solutions d'adaptation de l'offre à la demande, qu'il s'agisse de la flexibilisation de la demande, du stockage ou de la mise en œuvre de boucles de production de vecteurs stockables (hydrogène, méthane de synthèse)¹ ainsi que du surcoût de réseau associé. Ils seront d'autant plus importants qu'augmentera dans le futur la part des énergies dites variables – électricité d'origine éolienne ou solaire – dont la contribution au réseau ne peut être complètement « pilotée ».

Une seconde caractéristique des nouveaux systèmes électriques est que les différentes solutions mobilisées ne le sont pas « à coût marginal constant ». Dans le passé, la gestion d'un système électrique était avant tout une question de minimisation du coût total, en présence de technologies présentant différents profils de coûts fixes et de coûts variables : des centrales de base et des centrales de pointe. Aujourd'hui la problématique est plus complexe, car, **avec les énergies renouvelables variables, les coûts dépendent du niveau de déploiement de chaque option.** Cela avec deux effets agissant en sens opposé : les effets d'apprentissage technologique font que les coûts diminuent avec le déploiement ; mais à l'inverse, un déploiement plus poussé implique aussi la mobilisation de potentiels de ressources moins favorables (localisations moins ventées ou moins ensoleillées) et plus coûteux.

Une projection à l'horizon 2050, pour comparer les coûts totaux de différents scénarios et variantes

Du fait de l'importance des effets systémiques signalés plus haut, la démarche adoptée consiste à calculer un coût d'abattement pour le système électrique en son entier, et non pas pour une technologie particulière. **Il faut alors comparer le coût total d'un système décarboné à celui d'un système dans lequel les émissions n'auraient pas été complètement éliminées** : il s'agit de la situation de référence ou « contrefactuelle », nécessaire pour le calcul du coût d'abattement.

Pour mener cette comparaison, on considère l'horizon 2050 de la Stratégie nationale bas carbone (SNBC). On suppose alors qu'à cette échéance de nouveaux investissements

¹ On appelle « boucle de production d'un vecteur stockable » (par exemple l'hydrogène) le fait d'utiliser de l'électricité pour produire ce vecteur, et d'utiliser par la suite ce vecteur pour produire de l'électricité.

auront été développés, que l'essentiel du parc existant aura été déclassé et que l'on pourra mobiliser des technologies non encore matures aujourd'hui. Il s'agit donc d'une simplification, dans une logique dite « Greenfield », en terrain vierge, sans étudier la trajectoire d'évolution du mix électrique et les coûts de transition associés. Il aurait certes été préférable d'analyser la trajectoire complète, mais pour le secteur de l'électricité (au contraire de celui du transport pour lequel une approche microéconomique peut suffire) la nécessité de considérer le système en son entier aurait requis la mobilisation d'une modélisation complexe de la trajectoire¹, du type de celle conduite par RTE. Le calcul du coût d'abattement est donc mené, dans cet exercice, en comparant deux états du système à l'horizon 2050, ce qui permet de mesurer le coût unitaire de réduction des émissions à cet horizon. Cette approche fournit aussi des éléments sur la comparaison entre le coût de production en 2050 et celui d'aujourd'hui.

Les simulations sont effectuées à l'aide du modèle SimelSP, modèle technico-économique rendant compte des principales contraintes du système électrique et permettant une simulation heure par heure de l'utilisation des moyens de production pour répondre au profil de consommation d'une année représentative. L'équilibrage journalier est assuré par des batteries et l'équilibrage inter-saisonnier par de la méthanation (à hauteur de 5 TWh). **Les scénarios construits dans cette étude ont une vocation illustrative de la méthodologie retenue.** Cette méthodologie permettra ultérieurement de calculer les coûts d'abattement pour d'autres hypothèses ou d'autres scénarios d'évolution du système électrique, par exemple ceux publiés en octobre 2021 par RTE².

L'objectif est bien de comparer le coût d'un scénario décarboné, que nous appelons « Proxy-AMS », car il est proche de l'hypothèse AMS³ de la SNBC, avec celui d'un scénario dans lequel il subsisterait une production d'électricité à partir de gaz naturel et qui ne serait donc pas complètement décarboné. Ce scénario dit « de référence » constitue la situation contrefactuelle pour la mesure, par différence, du surcoût du scénario Proxy-AMS. Par ailleurs, la construction de différentes variantes avec plus ou moins d'énergies renouvelables variables ou plus ou moins de nucléaire permet d'évaluer les coûts marginaux d'abattement pour différentes configurations du système.

¹ Intégrant, par exemple, le fait que le coût de production aujourd'hui bénéficie du parc nucléaire amorti.

² 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.

³ Voir scénario « Avec mesures supplémentaires ».

Les scénarios de référence, Proxy-AMS et les variantes

Le scénario de référence est défini comme un scénario d'évolution du parc avec une réduction de la part du nucléaire, mais aussi le maintien à son niveau actuel d'une production à partir de gaz naturel. Il intègre une dimension de minimisation du coût total avec les hypothèses suivantes :

- une consommation finale totale de 532 TWh (niveau de consommation prévu dans le scénario AMS de la SNBC) et, compte tenu des pertes (transport-distribution, écrêtement, conversion), une production totale de 612 TWh. Ce niveau SNBC est inférieur à celui de l'étude RTE 2021, qui considère dans le cas de référence une consommation totale de 645 TWh¹ (intégrant les pertes réseau mais pas les pertes de conversion dans les stockage STEP, batteries et *power-to*) ;
- une production comprenant environ 30 % de nucléaire, 50 % d'ERV (énergies renouvelables variables), 10 % d'hydraulique et 10 % de gaz naturel ; les 50 % d'ERV sont répartis à parts égales entre photovoltaïque et éolien² ;
- une production à partir de gaz naturel, qui engendre des émissions de gaz à effet de serre comparables au niveau actuel (ce dernier provenant aussi des centrales à charbon et au fioul). La contrainte sur les émissions du secteur est donc supposée ne pas se renforcer, sans toutefois disparaître. Ce scénario est facilement comparable au scénario AMS, car le passage à zéro émission consistera essentiellement à supprimer la production à base de gaz naturel.

Le scénario Proxy-AMS est dérivé de la Stratégie nationale bas carbone, il est ajusté et simplifié sur quelques points, en particulier la non-prise en compte des échanges d'électricité avec les pays limitrophes. Ce n'est donc pas un scénario complètement optimisé. Deux modifications substantielles sont ensuite apportées :

- l'introduction de capacités de batteries, à hauteur de 219 GWh d'énergie mobilisable par le réseau électrique (voir *infra*, point 3.2 du chapitre 3) ;
- l'introduction de capacités installées d'électrolyse pour la production d'hydrogène, à hauteur de 12,5 GW, ainsi que les capacités de méthanation de l'hydrogène ainsi produit ; il est possible qu'à l'avenir le développement de piles à combustibles ou de turbines à gaz adaptées pour brûler l'hydrogène permette une

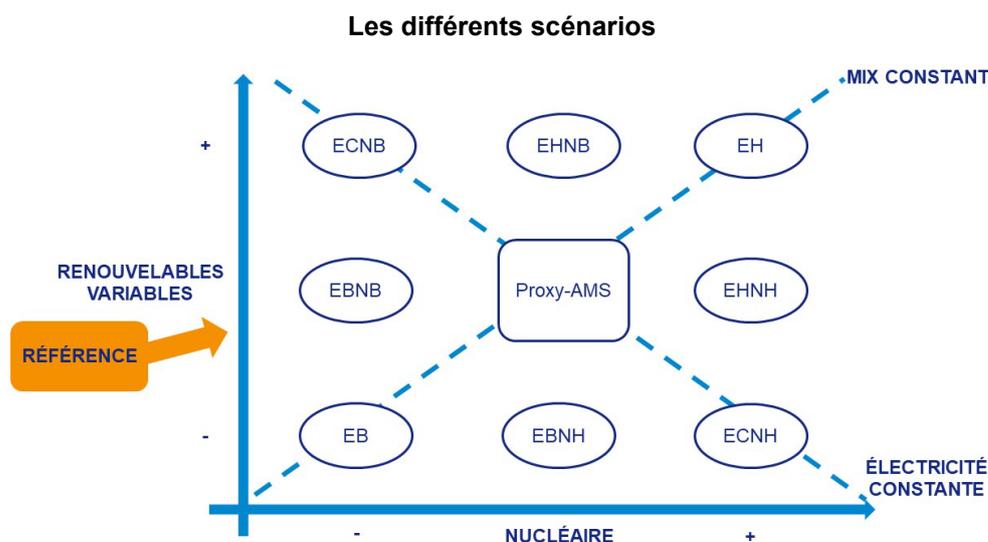
¹ Cette valeur de 645 TWh correspond à la consommation totale d'électricité, telle qu'affichée dans les bilans électriques de référence. Le périmètre comprend la consommation finale d'électricité, les pertes réseau et la consommation pour usage énergétique (notamment production d'hydrogène par électrolyse). Les soutirages des moyens de stockage d'électricité (ni leurs pertes de conversion associées) comme les STEP, batteries et boucle *power-to-gaz-to-power* ne sont pas inclus dans ce périmètre.

² Une analyse de sensibilité au mix, avec une version comportant davantage d'éolien maritime est proposée dans la [section 1](#) du chapitre 7.

utilisation directe de l'hydrogène et donc une augmentation significative du rendement global du système.

Les capacités de production d'électricité à partir de gaz (gaz de méthanation complété par du biogaz de méthanisation) ainsi que la production totale avec les pertes sont ajustées automatiquement, via le calculateur SimelSP : pour une consommation annuelle de 532 TWh, la production totale est alors de 621,5 TWh.

Nous disposons donc de deux scénarios qui assurent le même niveau de sécurité d'approvisionnement : le scénario de référence et le scénario Proxy-AMS. Ils sont assez proches car le scénario de référence intègre les tendances d'accroissement des renouvelables déjà à l'œuvre aujourd'hui ; la différence principale réside dans le remplacement du gaz naturel (présent dans le scénario de référence) par du gaz décarboné de méthanisation et de méthanation. À partir de Proxy-AMS, huit variantes sont construites, schématiquement en faisant varier la contribution des ERV et du nucléaire, ou bien le niveau de consommation d'électricité finale. Ces variantes permettent d'apprécier la variation marginale du coût d'abattement lorsqu'elles sont à production d'électricité constante, et celle du coût du kilowattheure lorsqu'elles augmentent la production de manière marginale.



Source : France Stratégie

Le calcul des différents coûts d'un système électrique

Dans une logique « Greenfield », le coût d'abattement du système est égal au ratio entre, d'une part, le différentiel de coût pour la collectivité de la production totale d'électricité dans les deux scénarios, et d'autre part le différentiel d'émissions lié à cette production par

rapport au scénario de référence. Comme on se place en 2050, le coût d'abattement ainsi calculé peut directement être comparé à la VAC (voir la [Partie 1 – Méthodologie](#)).

Le calcul des coûts de production doit *a priori* intégrer quatre composantes :

- le coût de production à la centrale (identifié comme le LCOE, *Levelized Cost Of Energy*) ;
- les coûts système (coûts de profil de production liés à la nécessité d'assurer l'adéquation globale de l'offre et de la demande d'électricité, coût d'équilibrage à court terme de l'offre et de la demande et coûts de déploiement et de maintenance des réseaux) ;
- les coûts externes de la production, notamment les impacts sur l'environnement et la santé ;
- enfin, les coûts macroéconomiques (emplois notamment) et géopolitiques (dépendance vis-à-vis d'autres pays).

Néanmoins, la capacité à quantifier précisément ces différents coûts décroît de la première à la dernière catégorie. Nous nous limiterons donc à la quantification des coûts de production et des coûts système dans les évaluations chiffrées des différents scénarios et variantes.

Les coûts de production (LCOE)

Dans les débats sur l'économie du système électrique, l'accent est souvent mis sur la comparaison des coûts de production ou LCOE (*Levelized Cost of Energy*) des différentes options technologiques. Or, en raison des caractéristiques spécifiques de ce système, rappelées plus haut, cela ne constitue qu'une vision très incomplète du problème. Par ailleurs, le calcul du LCOE est évidemment fortement dépendant des hypothèses retenues sur la valeur des coûts d'investissement (CAPEX) dans le futur, les coûts d'opération et maintenance (OPEX), le coût du combustible, le taux d'actualisation, la durée de vie de l'équipement et enfin sur son facteur de charge.

Dans nos évaluations des LCOE, nous avons retenu une combinaison d'hypothèses fondées sur les facteurs de charge issus des travaux de RTE en 2019¹ et des études menées pour la Commission européenne. Elles peuvent différer significativement des hypothèses présentées notamment dans les derniers rapports de l'AIE (2021, *Net Zero Emission*). Dans le rapport de l'AIE, les valeurs fournies par l'IRENA sont plus favorables aux énergies renouvelables et moins favorables au nucléaire. Mais une analyse détaillée permet d'expliquer une grande partie des écarts, qui tiennent avant tout au choix du taux d'actualisation et des valeurs retenues pour la durée de vie et le facteur de charge des différents équipements.

¹ RTE (2019), « Développement du réseau électrique français à l'horizon 2035 ».

Dans le rapport de RTE (2021), les LCOE affichés sont calculés avec des facteurs de charge théoriques¹, alors que nous prenons en compte des facteurs de charge reflétant des conditions moyennes d'exploitation en France. À souligner également le fait que nous prenons en compte des caractéristiques qui ne sont pas celles des dernières centrales mises en service en 2050, mais plutôt celles d'un parc composé d'équipements installés au cours des années précédentes, donc avec des coûts plus élevés et des performances moyennes inférieures.

Compte tenu de ces dernières publications, nous présentons aussi dans cette synthèse les résultats obtenus lors de notre analyse de sensibilité aux coûts des technologies, sur la base d'un scénario qualifié de variante « ENR moins coûteuses » dans laquelle les LCOE des ENR sont 20 % plus bas tandis que celui du nucléaire est 20 % plus élevé.

**Comparaison des LCOE Proxy-AMS (avec le facteur de charge du scénario)
avec des hypothèses alternatives de coûts (en €/MWh)**

Technologie	RTE ⁽¹⁾ 2050*	AIE 2040	AEN-OECD 2020		Proxy- AMS ^{***}	Variante « ENR moins coûteuses »
			ta = 3 %	ta = 7 %		
Nucléaire	68	92	38	59	63	76
Gaz CCGT	-	92	-	-	168	168
PV en toiture	110**	-	82	108	81	65
PV en centrale	30	42	21	29	49	39
Éolien terrestre	38	54	37	47	62	50
Éolien en mer	42 ^{***}	42	57	75	85^{***}	68

(1) Les valeurs correspondent aux coûts de capacités installées en 2050 et pour un coût du capital de 4 % (hypothèse centrale de l'étude *Futurs énergétiques 2050*).

* obtenus avec des facteurs de charge théoriques pour les EnR (c'est-à-dire les facteurs de charge hors écrêtements éventuels) : 14 % pour le PV, 23 % pour l'éolien terrestre, 41 % pour l'offshore. Pour le nucléaire, les facteurs de charge sont issus de la simulation du fonctionnement du système électrique.

** sur petite toiture.

*** y compris le raccordement.

**** les facteurs de charge pour Proxy-AMS sont 76,6 % pour le nucléaire, 6,6 % pour les turbines à gaz CCG, 13 % pour le PV en centrale et toiture, 24 % pour l'éolien terrestre, 42 % pour l'éolien en mer.

Note : le taux de change choisi est 1,2 \$ pour 1 €.

Source : France Stratégie

¹ RTE ne raisonne pas en LCOE dans l'analyse économique et fournit un coût global système (et non pas un coût par mégawattheure produit pour chaque technologie). Par construction, ce coût repose sur le fonctionnement simulé des moyens et non des hypothèses normatives/exogènes sur les facteurs de charge. Néanmoins, RTE affiche des LCOE (avec le facteur de charge théorique) dans le rapport, pour permettre une comparaison avec d'autres références.

Nous utilisons dans cette évaluation un taux d'actualisation unique pour toutes les technologies, car nous adoptons une perspective d'évaluation socio-économique, du point de vue de la collectivité, et non une optique d'économie industrielle qui impliquerait de prendre en compte le coût moyen pondéré du capital¹ spécifique aux différents opérateurs et options technologiques. Par ailleurs, les facteurs de capacité retenus pour les ERV sont inférieurs à ceux estimés dans une partie de la littérature, notamment pour l'éolien², afin de prendre en compte les conditions météorologiques françaises.

C'est une des raisons pour lesquelles nous menons aussi une analyse de sensibilité de nos résultats aux coûts relatifs des ERV et du nucléaire. Plus précisément, l'[annexe 4](#) présente les résultats obtenus à partir de différents jeux de données pour le coût des technologies (Commission européenne et RTE 2015) et le chapitre 7 est consacré à l'analyse de la sensibilité des résultats au coût des technologies et au mix de production d'électricité renouvelable, avec ses conséquences en termes de coût des technologies. La variante « ENR moins coûteuses » présentée dans cette synthèse en est issue.

Les coûts externes

Les coûts externes de la production d'électricité constituent un immense sujet qui a été depuis longtemps exploré de manière rigoureuse, notamment dans la série des études ExternE financées par la Commission européenne. Malgré l'ampleur, la qualité et la rigueur des travaux menés dans ce contexte, il reste impossible aujourd'hui de quantifier les coûts externes, notamment les externalités négatives du nucléaire ou des éoliennes, de manière générique : en effet, l'intensité des impacts comme la valorisation monétaire de ces impacts restent par essence extrêmement dépendantes du contexte. On ne peut donc retenir que des ordres de grandeur, tirés le plus souvent de « méta-analyses » publiées dans la littérature scientifique.

Les coûts système

Comme indiqué plus haut, la démarche qui a été adoptée dans ce rapport consiste à évaluer le coût total, pour la collectivité, d'un système électrique nouveau, « projeté » à l'horizon 2050.

Dans les simulations menées avec le modèle SimelSP, les coûts de production sont explicitement pris en compte, ainsi que les coûts de profil. Ces derniers correspondent aux coûts engagés pour l'ajustement offre-demande, par les modifications des facteurs de charge des différents types d'équipement, la mise en œuvre de batteries de stockage et enfin l'introduction d'une « boucle hydrogène ». Ils sont évalués de manière globale, car il est impossible d'affecter les coûts système spécifiquement à l'une ou l'autre des technologies de

¹ En anglais : le WACC, *Weighted Average Cost of Capital*.

² Hirth L. et Müller S. (2016), « [System-friendly wind power: How advanced wind turbine design can increase the economic value of electricity generated through wind power](#) », *Energy Economics*, vol. 56, p. 51-63.

production. Les coûts d'équilibrage à court terme et de réseau sont quant à eux introduits de manière exogène, à partir d'évaluations tirées de la littérature et de dires d'experts.

À l'issue de ce processus, il apparaît que le coût total du système électrique dans le scénario décarboné Proxy-AMS est de 52,7 G€/an, contre 45,8 G€/an dans le scénario de référence. Les coûts unitaires de l'électricité sont respectivement de 99 €/MWh et 86 €/MWh, soit en 2050 pour le scénario complètement décarboné un surcoût de 15 % par rapport à la référence. À titre de comparaison, le coût actuel est de 60 €/MWh.

Les analyses menées par RTE en 2021 dans l'étude *Futurs énergétiques 2050* estiment une augmentation du coût du système électrique à horizon 2060 plus modérée que celle estimée dans le présent rapport. Ramenées au mégawattheure consommé, les trajectoires de coût complet annualisées des scénarios de RTE évoluent en +0 % (scénario N03 avec 50 % de nucléaire) et +30 % (scénario M1) en 2060 par rapport à aujourd'hui, soit un coût entre 90 €/MWh consommé et 117 €/MWh consommé. Le scénario le plus proche de celui considéré dans ce rapport (scénario N1) correspond à une hausse de coût d'environ 15 % en 2060 (c'est inférieur pour 2050).

Mais le coût présenté par RTE prend en compte l'ensemble des coûts du réseau alors que nous ne considérons que le surcoût dû au déploiement des renouvelables. L'estimation qui découle de notre évaluation de 100 €/MWh, sur un périmètre correspondant peu ou prou aux seuls coûts de production et flexibilité du rapport de RTE, est donc sensiblement supérieure à l'estimation de RTE. Cet écart s'explique par plusieurs facteurs.

D'abord, l'approche considérée ici est « Greenfield » : on suppose que l'ensemble du parc est « reconstruit » pour l'horizon 2050. Dans les scénarios RTE avec nucléaire, il est supposé qu'une partie du parc nucléaire historique est encore en activité en 2050. Or, comme le souligne RTE, la prolongation du parc nucléaire historique est l'option à moindre coût parmi l'ensemble des choix technologiques. Ensuite, les hypothèses de coût de production à partir des énergies renouvelables sont plus hautes que celles de RTE. Enfin, la modélisation employée ici considère un système électrique « France isolée », alors que RTE tient compte dans ses évaluations du rôle des interconnexions. Ces dernières permettent d'optimiser le fonctionnement du système électrique européen et limitent les besoins en capacités nécessaires à la sécurité d'approvisionnement. Elles permettent aussi de valoriser les excédents de production, dont la valeur d'exportation pour la France est défalquée des coûts du système électrique.

Calcul du coût des réductions d'émission

Une fois connus les coûts totaux des différents scénarios et variantes, le coût d'abattement est le rapport du surcoût estimé aux émissions évitées. Les résultats sont synthétisés dans

le tableau ci-après, qui résulte de la comparaison des scénarios Proxy-AMS, ECNB (variante consommation constante, nucléaire bas) et ECNH (variante consommation constante, nucléaire haut).

La première conclusion qui peut être tirée de ce tableau est la suivante : **pour le scénario central de décarbonation et le jeu d'hypothèses retenues, le coût d'abattement est de 370 €/tCO₂ si l'on retient les hypothèses de coût du Proxy-AMS et de 362 €/tCO₂ pour la variante « ENR moins coûteuses »**. Ce résultat est important car ce coût d'abattement est égal à moins de la moitié de la VAC issue du rapport Quinet (2019), soit 775 €/tCO₂ en 2050. La décarbonation complète du secteur électrique est donc socialement désirable dans une politique de neutralité carbone en France.

La seconde conclusion découle de l'analyse des coûts d'abattement dans les deux variantes correspondant à des proportions différentes (à la marge) des énergies renouvelables variables et du nucléaire : **par rapport à Proxy-AMS, la variante « nucléaire bas » présente un coût d'abattement plus élevé de 6 %, la variante « nucléaire haut » un coût d'abattement de 6 % plus faible**. Cela suggère que dans le mix retenu initialement, la part de 30 % pour le nucléaire est inférieure à ce que serait un optimum strictement économique du système, compte tenu des hypothèses retenues pour les coûts des technologies. Ce résultat reste qualitativement valide pour des ENR moins coûteuses mais l'ampleur des effets est réduite. On en déduit qu'avec des ENR 20 % moins chères et un nucléaire 20 % plus cher, le mix se rapproche d'un optimum strictement économique.

Coûts d'abattement

		Scénario central	ECNB (consommation constante, nucléaire bas)	ECNH (consommation constante, nucléaire haut)
Consommation (TWh)		532	532	532
Surcoût par rapport au scénario de référence carboné (M€ 2015)	Proxy-AMS	6 900	7 334	6 473
	Variante « ENR moins coûteuses »	6 765	6 984	6 552
Émissions abattues (MtCO ₂ e)		18,6	18,6	18,6
Coût d'abattement (€/tCO ₂ e)	Proxy-AMS	370	393	347
	Variante « ENR moins coûteuses »	362	374	351

Note de lecture : dans le scénario « nucléaire bas » dans lequel il y a 3 % de moins de nucléaire et 3 % de plus de renouvelables que dans « Proxy-AMS » (resp. « ENR moins coûteuses »), le coût d'abattement serait de 393 €/tCO₂e (resp. 374 €/tCO₂e). Dans le scénario « nucléaire haut » dans lequel il y a 3 % de plus de nucléaire et 3 % de moins de renouvelables que dans « Proxy-AMS » (resp. « ENR moins coûteuses »), le coût d'abattement serait de 347 €/tCO₂e (resp. 351 €/tCO₂e).

Source : France Stratégie

L'analyse de sensibilité aux hypothèses de coût montre qu'il faudrait un coût du nucléaire 50 % plus élevé et un coût des renouvelables 50 % plus faible pour que le résultat s'inverse, et qu'accroître la part de renouvelable réduise au contraire le coût d'abattement. En particulier, retenir les LCOE de RTE 2021 ne changerait pas le sens du résultat. Cette analyse permet donc d'apprécier l'impact des incertitudes sur le coût des technologies dans l'identification du mix électrique coût-efficace.

Notons que les hypothèses sur les coûts des renouvelables et du nucléaire ne jouent que sur les coûts des variantes de mix (nucléaire haut et nucléaire bas). Sur le coût d'abattement du scénario Proxy-AMS, les hypothèses de coût jouent peu car le mix nucléaire/renouvelables est identique dans les scénarios de référence et Proxy-AMS (seuls les coûts de la production d'hydrogène et de la méthanation affectent différemment les deux scénarios). Rappelons par ailleurs que l'impossibilité d'une évaluation robuste des coûts externes des différentes options n'a pas permis leur prise en compte.

L'hypothèse d'une électrification plus poussée : les variantes à consommation variable

Au-delà du calcul du coût d'abattement de la décarbonation du système électrique, l'exercice de scénarisation et de modélisation donne des éléments sur les conséquences d'une augmentation de la consommation d'électricité, telle qu'elle pourrait découler soit de la décarbonation des autres secteurs, en particulier celui des transports, soit de gains d'efficacité moins importants que prévus. Ici, on a considéré l'hypothèse normative d'une augmentation homothétique du profil de consommation.

Il s'agit alors d'estimer ce que serait le coût marginal d'un kilowattheure supplémentaire produit pour contribuer à une électrification plus poussée de la consommation finale, selon que la production supplémentaire nécessaire est assurée à mix inchangé (EH), ou par plus de nucléaire (EHNH), ou encore par plus de renouvelables (EHNB). Ce coût incrémental est sans lien direct avec le coût d'abattement, mais c'est une information pertinente pour les travaux supposant une électrification plus poussée des usages.

Coûts incrémentaux (€/MWh)

Variantes comparées	au scénario Proxy-AMS	à la variante « ENR moins coûteuses »
EH (consommation haute, mix constant)	129	124
EHNH (consommation haute, nucléaire haut)	91	105
EHNB (consommation haute, nucléaire bas)	167	143

Note de lecture : dans le scénario EHNH, il y a 1 % de moins de production que dans le scénario EH avec la même puissance installée de nucléaire, mais 5 GW de moins de puissance installée de renouvelables. Dans le scénario EHNB, il y a 1 % de moins de production que dans le scénario EH avec la même puissance installée de renouvelables mais 1 GW en moins de nucléaire.

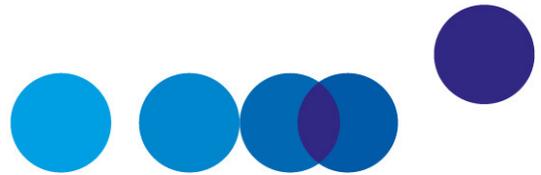
Source : France Stratégie

Le dispositif décrit ci-dessus et initialement conçu pour l'évaluation des coûts d'abattement permet aussi cette évaluation. Le résultat central est que le coût du kilowattheure incrémental dans la variante « électricité haute » (EH), dans laquelle le mix est le même que celui du scénario Proxy-AMS, est de 129 €/MWh, contre 99 €/MWh pour le coût moyen de production dans Proxy-AMS. Par ailleurs, **le coût incrémental du kilowattheure passe à 91 €/MWh dans la variante « nucléaire haut » et à 167 €/MWh dans la variante « nucléaire bas »**. Ce résultat est cohérent avec les conclusions tirées à partir des analyses sur les coûts d'abattement.

Après modification de 20 % des LCOE (variante « ENR moins coûteuses »), le coût marginal de l'électricité est plus élevé qu'à partir de Proxy-AMS dans les scénarios mobilisant, pour la fourniture d'électricité supplémentaire, plus de nucléaire (EHNH) et réduit dans ceux mobilisant plus d'ERV (EHNB).



La démarche ainsi élaborée pour l'évaluation des coûts d'abattement dans le secteur électrique s'appuie sur un modèle simplifié, mais néanmoins suffisamment détaillé pour prendre en compte l'équilibre heure par heure du système électrique. Elle reste incomplète, notamment du point de vue de la prise en compte des coûts externes de la production d'électricité ou des impacts des interconnexions européennes. Elle permet néanmoins de mettre en évidence la nature et l'importance des coûts système qui apparaissent lorsqu'augmente la part des sources d'électricité non pilotables. Elle permet également d'évaluer les variations de coûts associées à une modification, à la marge, du mix de production ou du volume de cette production. Cette information pourra être prise en compte dans les décisions relatives au choix du mix électrique, comme pour l'électrification des usages.



INTRODUCTION

Dans l'analyse des coûts de réduction des émissions, il peut sembler surprenant de se pencher sur le rôle du secteur électrique, qui est déjà fortement décarboné en France. Le système électrique est cependant un carrefour, avec d'une part des entrées en énergies primaires partagées avec d'autres secteurs et d'autre part des usages multiples, susceptibles de développements importants. Il joue d'ailleurs un rôle majeur dans la plupart des scénarios de décarbonation, qu'il s'agisse par exemple du projet *Deep Decarbonization Pathways* mené par l'Institut du développement durable et des relations internationales (IDDRI) et le Réseau de solutions de développement durable des Nations unies (SDSN¹), des documents de synthèse du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC), ou encore de ceux de la Commission européenne².

On peut en effet distinguer deux grandes familles de mesures pour réduire les émissions énergétiques de CO₂. **La première porte sur la maîtrise de la demande** et s'appuie sur la sobriété et l'efficacité énergétique. **La seconde porte sur l'offre** : elle consiste à développer les sources décarbonées et à transférer la quasi-totalité des usages actuellement satisfaits avec des vecteurs fossiles vers des vecteurs décarbonés (essentiellement électricité, hydrogène et produits biosourcés, notamment les gaz verts). **Tous les scénarios de décarbonation profonde du système énergétique publiés à ce jour prévoient donc un développement important de ces vecteurs décarbonés**, à une échelle qui varie fortement selon la place donnée à la sobriété et à l'efficacité.

Dans ce contexte de déploiement des vecteurs décarbonés, les coûts futurs de l'électricité et des gaz verts sont marqués de très fortes incertitudes, en raison des multiples facteurs qui affectent leur dynamique. Ils dépendront à la fois de l'intensité escomptée des politiques de **maîtrise de la demande, et aussi de la composition des mix de**

¹ *Sustainable Development Solutions Network*.

² Voir Capros P., Kannavou M. *et al.* (2018), « [Outlook of the EU energy system up to 2050: The case of scenarios prepared for European Commission's "clean energy for all Europeans" package using the PRIMES model](#) », *Energy Strategy Reviews*, vol. 22, novembre, p. 255-263.

production. D'autres effets affecteront aussi ces coûts, car le déploiement des énergies décarbonées est susceptible d'avoir des impacts déterminants sur les coûts de l'énergie :

- d'une part, la **mobilisation de ressources** est de plus en plus onéreuse lorsque le niveau de production requis augmente. Comme le montrent Abrell *et al.* (2019), les sites géographiques sont mobilisés pour la production d'électricité éolienne et solaire par ordre décroissant de qualité¹. De même, Amigues et Moreaux (2019) insistent sur la potentielle concurrence pour l'usage des sols² ;
- mais d'autre part, les **effets d'apprentissage**, soit la réduction des coûts qui accompagne dans tous les domaines le déploiement des nouvelles solutions technologiques, vont venir peser à la baisse sur l'évolution des coûts d'investissement et de production ;
- enfin, il n'est pas possible de comparer directement le coût du mégawattheure (MWh) de production à partir des énergies renouvelables au coût du mégawattheure des filières composant le mix actuel. En effet, les caractéristiques de la production ne sont pas les mêmes et la croissance des énergies renouvelables a des effets sur l'ensemble du système. Concernant l'éolien et le photovoltaïque (PV), la production est « variable », ce qui suppose que d'autres filières de production, ou des moyens de stockage, prennent le relai en cas de besoin. Par ailleurs, le potentiel de production est disséminé sur le territoire, induisant de nouveaux besoins de transport. Le développement des énergies renouvelables variables (ERV) crée donc des surcoûts indirects qu'il faut prendre en compte. Cela suppose une approche globale des coûts à travers la détermination des **coûts système**³.

Cette troisième partie est consacrée à l'analyse des coûts dans le système électrique (coûts de production et coûts système), pour la détermination des coûts d'abattement.

L'horizon considéré est le long terme, **avec l'hypothèse d'un développement libre des nouveaux investissements**, un déclassement de la majorité du parc et la possibilité de considérer des technologies non encore matures aujourd'hui. Nous simplifions la représentation du système en nous plaçant dans une logique dite de « Greenfield », c'est-

¹ Abrell J., Rausch S. et Streitberger C. (2019), « [The economics of renewable energy support](#) », *Journal of Public Economics*, vol. 176(C), p. 94-117.

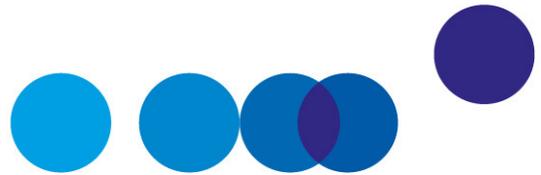
² Amigues J.-O. et Moreaux M. (2019), « [Competing land uses and fossil fuel, and optimal energy conversion rates during the transition toward a green economy under a pollution stock constraint](#) », *Journal of Environmental Economics and Management*, vol. 97, septembre, p. 92-115, qui indique que la localisation et l'acceptabilité des grands parcs au sol sont déterminants pour le rythme de développement du photovoltaïque.

³ On rappelle que les coûts système peuvent être définis comme l'ensemble des coûts associés à la livraison fiable, à tout moment, de l'électricité produite au niveau des différentes unités de production aux endroits où l'électricité est demandée.

à-dire que nous ne nous intéressons qu'à la configuration finale de 2050, sans détailler la trajectoire d'évolution du mix électrique et les coûts de transition associés.

Du fait de l'importance des effets systémiques, nous calculons un coût d'abattement pour le système électrique en son entier (et non pas pour une technologie particulière), en comparant le coût d'un scénario décarboné, proche de l'AMS¹ avec celui d'un scénario encore partiellement carboné (que nous qualifions de « scénario de référence »), proche de l'AMS, mais dans lequel le biogaz est remplacé par du gaz naturel. **Ces scénarios ont essentiellement un but pédagogique et pourront être révisés sur la base de ceux produits notamment par le Réseau de transport d'électricité (RTE).**

¹ Scénario « Avec mesures supplémentaires » défini par la Stratégie nationale bas carbone (SNBC). C'est le scénario permettant d'atteindre nos objectifs de réduction d'émissions de gaz à effet de serre (GES).

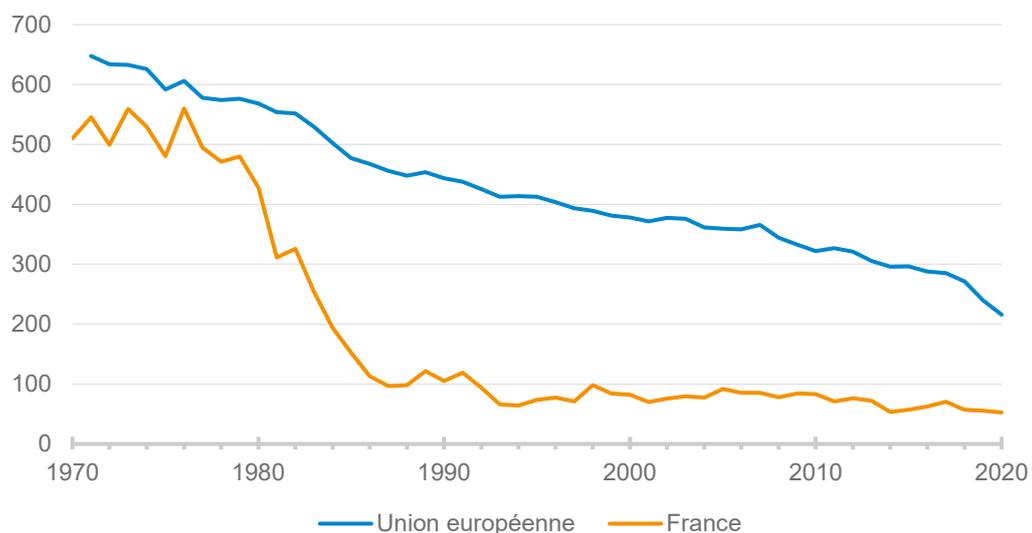


CHAPITRE 1

RAPPEL DE L'ENSEMBLE DES GISEMENTS

En 2018, la production d'électricité était responsable de l'émission de 21 MtCO₂. Ces émissions ont lieu essentiellement lors des pointes hivernales qui conduisent à faire appel à des moyens de production de pointe carbonés. C'est en raison de la structure particulière du mix électrique français (part élevée du nucléaire et des énergies renouvelables) que la production d'électricité en France métropolitaine demeure globalement peu carbonée. Ainsi, avec un hiver particulièrement doux en 2018, la production était décarbonée à 93 % (électricité d'origine nucléaire, hydraulique, photovoltaïque, éolien et thermique renouvelable), la part carbonée restante étant émise par les installations thermiques à combustible fossile (charbon, gaz et fioul) notamment utilisées comme appoint.

Figure 1 – Contenu en CO₂ de la production d'électricité, Union européenne et France (gCO₂/kWh)



Source : Enerdata

En France métropolitaine, le principal risque pesant sur la sécurité d'approvisionnement en électricité survient lors de la pointe de consommation hivernale, et l'un des enjeux de la transition du secteur est bien celui de la décarbonation de cette pointe. Les pics de demande se produisent lors des vagues de froid et excèdent largement la consommation électrique moyenne¹. De façon générale, le parc de production et l'ensemble des moyens de flexibilité doivent donc être dimensionnés de façon à pouvoir répondre à ce pic de consommation. Pendant la décennie 2000, la puissance appelée à la pointe de consommation a augmenté deux fois plus rapidement que la consommation annuelle. Depuis, la pointe a globalement tendance à stagner, avec des fluctuations annuelles liées à la variabilité climatique.

L'évolution à long terme de la pointe électrique dépend essentiellement de l'évolution des usages de l'électricité, et notamment du chauffage électrique. La mise en place de la réglementation thermique 2012 (RT 2012) a conduit à une baisse de la part de marché du chauffage électrique dans les logements neufs collectifs, ainsi qu'à une diminution des besoins en chauffage dans ces logements. Au sein des modes de chauffage électrique, la forte progression des pompes à chaleur électriques contribue aujourd'hui à réduire la demande d'électricité à la pointe. À l'avenir, la nouvelle RT 2020, applicable à partir de 2021, pourrait impacter les déterminants de la pointe électrique² – d'autant qu'à long terme et compte tenu de la pénétration des énergies renouvelables variables, le « paysage de défaillance » pourrait être très différent. Les périodes de tension offre-demande pourraient ainsi non plus correspondre aux périodes de « vague de froid » induisant un pic de consommation électrique, mais surtout aux périodes de faible production des énergies renouvelables, éolien et solaire.

La SNBC vise une réduction de 33 % des émissions du secteur de l'énergie en 2030 par rapport à 2015 et une décarbonation quasi complète en 2050. À cet horizon, la partie résiduelle serait constituée de combustibles fossiles destinés aux transports aériens et maritimes internationaux, et des fuites résiduelles, notamment des fuites de méthane. À noter qu'en 2017, 74 % des émissions de GES du secteur étaient soumises au régime du système d'échange de quotas d'émissions de l'Union européenne (EU-ETS). La trajectoire de la SNBC implique une diminution annuelle moyenne des émissions de 1,3 MtCO₂e/an entre 2015 et 2050. Historiquement, le rythme moyen de diminution des émissions a été également de 1,3 MtCO₂e/an (soit une baisse de 2 % des émissions par an) entre 1990 et 2015.

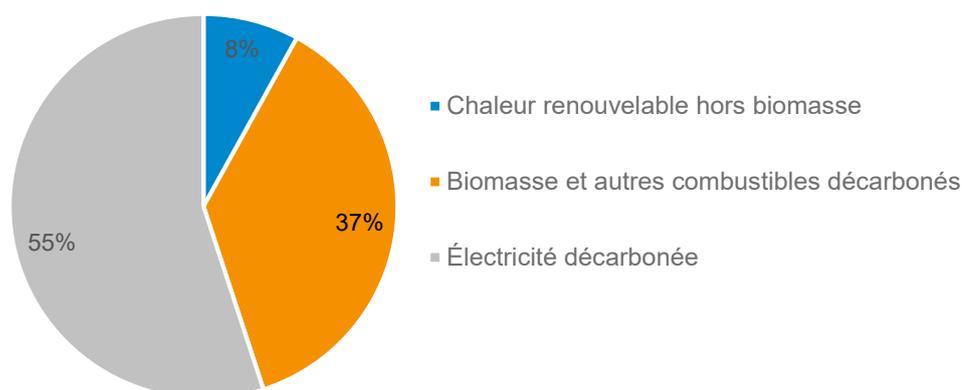
Quatre leviers peuvent permettre de réduire les émissions de CO₂ du secteur énergétique. Ce sont, d'une part la sobriété et l'efficacité, et d'autre part la diversification du mix avec

¹ La puissance appelée augmente alors d'environ 2,4 GWe pour chaque baisse de 1°C.

² Ministère de la Transition écologique (2020), « [Réglementation environnementale RE 2020](#) », 27 novembre.

des sources bas carbone et le transfert d'usage vers des vecteurs décarbonés (électricité, hydrogène, gaz verts). En matière de décarbonation et de diversification du mix de l'énergie finale, la SNBC insiste sur le recours à une électricité décarbonée et sur la mobilisation de biomasse, avec pour celle-ci une contribution 2,5 fois plus importante qu'aujourd'hui (figure 2).

Figure 2 – Besoin en énergie finale par vecteur en 2050 : 1 060 TWh



Source : SNBC, *Synthèse* (mars 2020), p. 27

La programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) détermine quant à elle l'évolution du mix énergétique et les objectifs d'efficacité énergétique pour les dix prochaines années. Dans la partie consacrée à l'électricité, la PPE estime le besoin en électricité à 440 TWh en 2023 et 426 TWh en 2028 (hors échanges internationaux et pertes du réseau). L'hypothèse est donc celle d'une relative stabilité de la consommation sur les cinq années considérées, les réductions de consommation liées aux efforts d'efficacité énergétique étant en partie compensées par les transferts d'usages¹.

Pour l'horizon 2050, la SNBC estime à 530 TWh la consommation finale en électricité². La SNBC et la PPE sont fondées sur le même scénario de référence et sont complémentaires du point de vue des horizons considérés.

La loi énergie-climat de 2019 a fixé comme objectif, pour la diversification progressive du mix électrique, la réduction à 50 % de la contribution de l'électricité d'origine nucléaire dans le mix

¹ Stratégie française pour l'énergie et le climat (2020), *PPE 2019-2028*, ministère de la Transition écologique et solidaire, avril, p. 110.

² Ce chiffre provient de la *Synthèse du scénario de référence de Stratégie nationale française pour l'énergie et le climat* (janvier 2020, p. 41), publiée par la Direction générale de l'Énergie et du Climat, qui fournit le niveau de consommation finale net à convertir de Mtep en TWh.

en 2035¹. Mais pour le plus long terme, plusieurs scénarios sont aujourd'hui possibles, d'un scénario 100 % renouvelables à un scénario dans lequel le nucléaire continuerait à jouer un rôle important dans la production d'électricité électrique, pour des raisons de pilotage de la production et de maîtrise des coûts du système électrique. Le niveau de nucléaire à l'horizon 2050 n'est de fait pas précisé dans la SNBC qui, sur ce sujet, maintient l'avenir ouvert.

La loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte de 2015 avait fixé l'objectif de 40 % d'énergies renouvelables électriques dans la production nationale en 2030. En 2018, les énergies renouvelables ont représenté 20 % de la production électrique nationale². Les principales filières permettant d'atteindre l'objectif seront l'hydroélectricité, le solaire PV et l'éolien terrestre, puis progressivement l'éolien en mer, dont la production doit augmenter au cours de la seconde période de la PPE. Le développement attendu des capacités de production des énergies renouvelables est décrit dans le tableau 1 ci-dessous.

Tableau 1 – Objectifs de la PPE en matière de capacité de production d'électricité renouvelable par filière en gigawatts électriques (GWe)

	2017*	2023	2028
Hydroélectricité**	25,2	25,7	26,4 - 26,7
Éolien terrestre	13,6	24,1	33,2 - 34,7
Éolien en mer	0	2,4	5,2-6,2
Photovoltaïque	7,6	20,1	35,1 - 44,0
Biomasse solide	0,5	0,8	0,8
Biogaz-méthanisation	0,15	0,27	0,34 - 0,41
Géothermie	0,001	0,024	0,024
Total	47,1	73,5	101 à 113

* Voir l'annexe 3 de la *PPE 2019-2028* (2020), p. 395.

** Hors STEP (4,3 GWe de STEP actuellement et un objectif de +1.5 GWe à l'horizon 2030-2035), voir PPE.

Source : *Stratégie française pour l'énergie et le climat (2020)*, *PPE 2019-2028*

RTE indique une projection pour les nouveaux équipements, de 2,7 GWe/an pour l'éolien maritime et de 2 GWe/an pour l'éolien terrestre (moyenne 2020-2050), 9,3 GWe/an pour le PV (moyenne 2035-2050). L'hydraulique augmenterait légèrement, pour atteindre 25,5 GWe en 2025. Par ailleurs, RTE étudie trois scénarios 100 % renouvelables :

- « ERV économiques et centralisées » ;

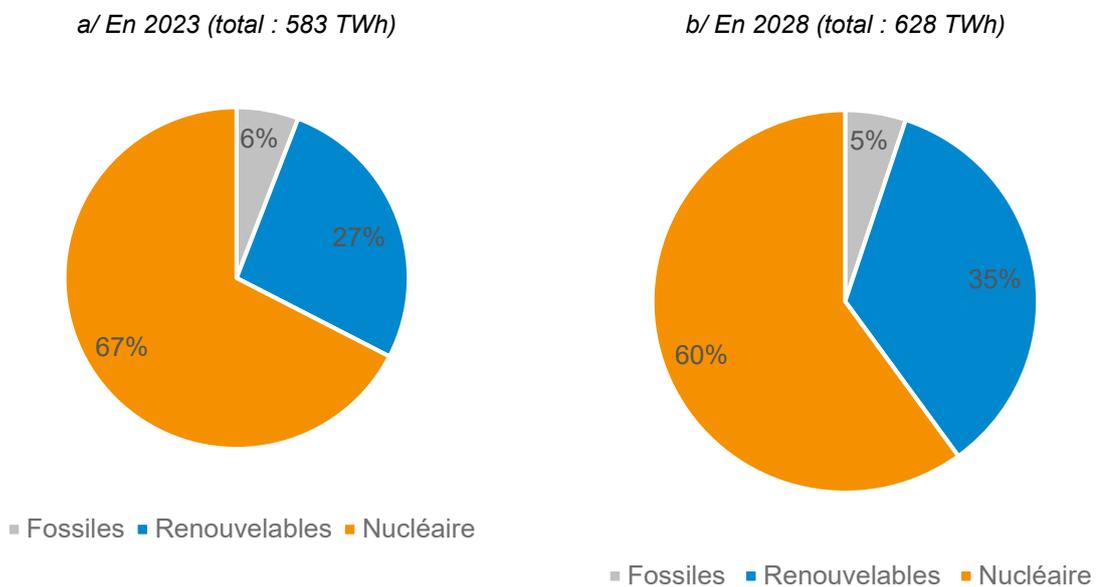
¹ Il n'est pas précisé dans le rapport de la PPE si la part du nucléaire dans le mix tient compte de l'hydrogène ainsi que des pertes. Voir *Stratégie française pour l'énergie et le climat (2020)*, *PPE 2019-2028*, *op. cit.*, p. 153.

² RTE (2019), *Bilan électrique 2018*, février.

- « Énergies marines renforcées » ;
- « ERV décentralisées ».

La figure 3 présente la part des différents types de technologie dans la production d'électricité en 2023 et 2028. En 2023, 27 % de la production d'électricité proviendrait des énergies renouvelables, 67 % du nucléaire et le reste d'une production thermique fossile. En 2028, la PPE prévoit entre 33 % et 36 % de production d'électricité d'origine renouvelable, et entre 59 % et 61 % de la production d'électricité d'origine nucléaire. Les 5 % restant seraient d'origine thermique.

Figure 3 – Part des différentes technologies dans la production d'électricité en 2023 et 2028



Source : *Stratégie française pour l'énergie et le climat (2020)*, [PPE 2019-2028](#)

En termes de volume, la PPE prévoit que l'électricité d'origine renouvelable augmente fortement entre 2023 et 2028, passant de 155 TWh à 210-227 TWh, et qu'elle double même en 2035 par rapport à 2023, pour atteindre 300 TWh de renouvelables. La production d'électricité d'origine hydraulique se stabiliserait à 62 TWh à partir de 2023. Mais la croissance est forte pour l'éolien terrestre, car sa production devrait augmenter d'au moins 50 %. **Et surtout, la production d'électricité provenant de l'éolien en mer et du solaire augmenterait très fortement puisque leur production doublerait, quel que soit le scénario.**

En revanche, il est prévu une légère baisse du nucléaire avec un passage de 393 TWh à 371-382 TWh entre 2023 et 2028. La production d'électricité d'origine thermique doit quant à elle rester stable, l'arrêt de l'utilisation du charbon à partir de 2023 étant compensée par une augmentation de l'utilisation du fioul et du gaz. La production passerait ainsi de

34 TWh en 2023, à 32 TWh en 2028. C'est ce que récapitule le tableau 2, qui détaille la composition du mix pour les années 2018, 2023 et 2028.

Tableau 2 – Mix électrique que la PPE permettra d'atteindre en 2023 et 2028 (TWh)

		2018	2023	2028 Scénario A**	2028 Scénario B**
Nucléaire		393	393	382	371
Fossile	Charbon	6	0	0	0
	Fioul	30	34	32	32
	Gaz				
Total fossile		36	34	32	32
Renouvelable	Hydraulique	54	62	62	62
	Éolien terrestre	32 ^{(1)*}	52	77	81
	Photovoltaïque	11*	24	43	53
	Bioénergies	8	9	9	10
	Éolien en mer, énergies marines	2*	9	20	21
Total renouvelable		107	156	211	227

⁽¹⁾ Cette valeur correspond à la production du photovoltaïque central uniquement.

* Données provenant de RTE 2019.

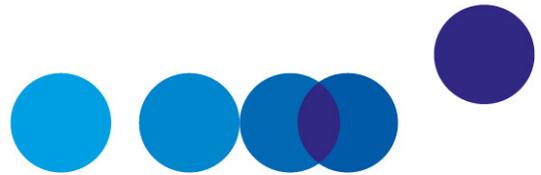
** Les quantités consommées d'énergie dépendent du contexte macroéconomique. C'est pourquoi les objectifs à 2028 sont exprimés comme une fourchette (scénario A et scénario B) qui permettra d'atteindre les objectifs de la loi.

Source : Stratégie française pour l'énergie et le climat (2020), *PPE 2019-2028*, p. 158

Comme la SNBC ne prévoit qu'une très faible utilisation des énergies fossiles dans la production d'électricité en 2050, l'installation de technologies de capture et stockage du CO₂ (CSC) sur des centrales à combustibles fossiles devrait être inexistante en France ou du moins très limitée¹. Sur le territoire national, des solutions biomasse-énergie avec CSC (BECSC) pourraient toutefois être associées aux installations à combustion de biomasse (biogaz ou biomasse solide) afin de permettre de l'ordre de 10 MtCO₂ d'émissions négatives² annuelles.

¹ Certains pays en développement continuent à prévoir un développement de leurs centrales à gaz, voire à charbon, rendant cette technologie potentiellement attractive à l'export.

² On parle d'émissions négatives car contrairement au CSC associé avec des énergies fossiles, la BECSC stocke dans le sous-sol du carbone qui a été soutiré de l'atmosphère grâce à la photosynthèse.



CHAPITRE 2

LES SPÉCIFICITÉS DU SECTEUR ÉLECTRIQUE

Le secteur présente d'importantes spécificités pour sa transformation structurelle, dans le contexte de la montée des sources de production variables. Comme noté plus haut, il est absolument nécessaire de prendre en compte l'ensemble des coûts système, potentiellement très importants. Ces coûts sont de trois types : i. les coûts induits du fait du « profil » temporel particulier du moyen de production considéré (coûts de profil), ii. ceux induits par la nécessité d'équilibrer à très court terme l'offre et la demande d'électricité (coûts d'équilibrage), et enfin iii. les coûts associés au redéploiement du réseau électrique permettant de connecter les moyens de production (coûts de réseau).

Le caractère intermittent de la production des énergies renouvelables variables (éolienne et solaire) entraîne des coûts de profil et d'équilibrage significatifs. En outre, la dissémination des ERV sur le territoire induit des coûts de réseau accrus. Ces coûts peuvent être réduits par une bonne gestion de la demande et du stockage, mais celle-ci est elle-même coûteuse. Enfin, du fait des échanges permis par les interconnexions, l'équilibrage du système électrique se fait au niveau régional européen et pas seulement national. Il reste donc tributaire des actions menées par les pays voisins, en particulier en matière de développement des ERV.

Les technologies considérées sont progressivement mobilisées, par ordre de mérite, pour produire en base, semi-base, pointe, heures critiques. L'introduction d'un prix du carbone, notamment à travers l'UE-ETS, entraîne une augmentation du coût du combustible, donc le coût variable des options carbonées. Quand on introduit des ERV, elles se placent dans la base de la courbe de charge comme une « production fatale » et, quand leur proportion dans le mix augmente fortement, des besoins d'écrêtement peuvent apparaître. Selon les conditions, il peut être nécessaire de commencer à écrêter à partir de 20 % de solaire PV. Dans la plupart des évaluations, le dimensionnement des capacités en réserve – le *back-up* – reste proche de celui de la pointe de demande et de ce fait, la décarbonation du mix suit une courbe de coût marginal croissant en fonction de

l'augmentation des capacités ERV. Par ailleurs, le développement du réseau augmente avec la part des ERV, car il devient nécessaire de mobiliser des ressources de plus en plus éloignées des infrastructures existantes.

L'introduction de capacités de stockage rend le système plus complexe. Le pompage hydraulique dans des stations de transfert d'énergie par pompage (STEP), l'une des solutions les plus efficaces, peut encore être développé en France, mais le potentiel mobilisable est sujet à débat du fait des contraintes environnementales. Pour simplifier, on considèrera que les capacités sont inchangées. Le stockage par batteries se développe beaucoup actuellement et c'est une solution qui devrait être efficace essentiellement sur un horizon de quelques journées maximum. Pour des périodes de l'ordre du mois ou pour l'équilibre intersaisonnier, il faudra très probablement recourir à l'hydrogène.

La boucle hydrogène permettra à terme de valoriser les excédents d'électricité renouvelable et variable sous une forme stockable, et pourra elle-même contribuer à alimenter la pointe de façon décarbonée. En cohérence avec la SNBC, le choix technique retenu pour cette boucle hydrogène s'appuie sur la méthanation avec production de méthane de synthèse par recombinaison d'hydrogène et de CO₂. Dans d'autres configurations que la SNBC actuelle, l'hypothèse d'une utilisation directe de l'hydrogène dans des turbines à gaz à cycle combiné pourrait aussi être envisagée.

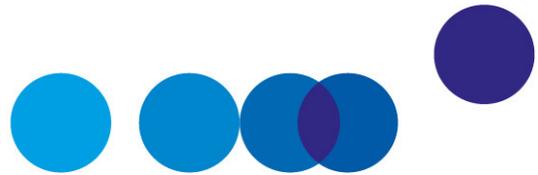
La boucle hydrogène avec méthanation pourrait avoir un rendement de l'ordre de 25 % (selon des hypothèses conservatrices), et ne fonctionner – au stade amont des électrolyseurs – qu'une petite fraction de l'année. Rapportée au kilowattheure produit, cette boucle sera donc fortement capitalistique et donc coûteuse. Dès lors, son développement est susceptible d'introduire de fortes non-linéarités dans le coût du kilowattheure, c'est-à-dire un coût marginal du kilowattheure nettement croissant avec le développement des renouvelables. C'est donc un élément-clé pour l'évaluation des coûts d'abattement (cf. l'importance du LCOE élargi présenté dans le chapitre 4).

Par ailleurs, les échanges avec les pays limitrophes sont déterminants à de multiples égards puisqu'ils contribuent fortement à la gestion de la pointe, par la possibilité d'apports externes plus ou moins carbonés. Cet élément pourrait impacter fortement l'évaluation des coûts d'abattement, compte tenu de la forte dépendance aux hypothèses sur les règles d'allocation des émissions comme sur le scénario de référence à considérer. Pour s'en convaincre, il suffit d'examiner la diversité des estimations du contenu carbone du kilowattheure présentées par l'Ademe¹. Cette dimension du problème n'est pas prise en compte dans le cadre de ces travaux, il convient cependant de la garder en mémoire.

¹ www.bilans-ges.ademe.fr.

Les interfaces avec les secteurs de consommation finale d'électricité constituent ce qu'on appelle les couplages intersectoriels. La contribution du secteur électrique à la décarbonation provient, en France, davantage de la substitution de l'électricité à des énergies finales carbonées que de la décarbonation du secteur électrique lui-même. Dès lors émerge la question de l'affectation sectorielle des coûts d'investissement pour l'électricité décarbonée, dont une part devrait être imputée aux secteurs dans lesquels l'électrification est un levier de décarbonation. C'est une question-clé pour le calcul des coûts d'abattement.

Enfin, **le secteur électrique est aussi susceptible de contribuer aux émissions négatives**, puisqu'il pourrait se prêter au déploiement des centrales alimentées en biomasse avec capture et stockage du carbone (BECSC).



CHAPITRE 3

SCÉNARIOS POUR L'ÉVALUATION DES COÛTS D'ABATTEMENT EN FRANCE

La croissance des énergies renouvelables a des effets sur l'ensemble du système de production. D'une part, le déploiement à grande échelle des ERV suppose que d'autres sources prennent le relai en cas de nécessité et d'autre part, leur potentiel de production étant disséminé sur le territoire, il rend nécessaire une reconfiguration des réseaux électriques.

Du fait de l'importance de ces effets systémiques, nous sommes contraints de calculer un coût d'abattement pour le système électrique en son entier et non pour une technologie particulière. Pour ce faire :

- nous comparons le coût d'un scénario encore partiellement carboné – le scénario de référence – avec celui d'un scénario plus décarboné, proche du scénario AMS de la SNBC – ces scénarios constituent des images préliminaires et pourront être révisés sur la base de ceux qui seront produits par RTE ;
- nous étudions ensuite des variantes du scénario décarboné dans lesquelles le mix est modifié à la marge (un peu plus d'ERV contre un peu moins de nucléaire, ou l'inverse), cela dans l'hypothèse d'une consommation finale identique et afin d'identifier la sensibilité du coût d'abattement à des changements incrémentaux du mix électrique.

1. La démarche de construction des scénarios

L'approche est dite « Greenfield », dans une projection à 2050, c'est-à-dire en supposant un renouvellement complet des capacités à cet horizon, sans considérer les coûts spécifiques de la transition et du cheminement entre le mix actuel et celui de 2050. À l'horizon 2050, il existe bien évidemment des incertitudes fortes sur le niveau de l'électricité consommée, le mix énergétique à retenir ou encore les performances des différentes technologies. Ces incertitudes seront appréhendées à partir des variantes et

analyses de sensibilité, construites à partir d'un modèle de simulation du système électrique, SimeISP (encadré 1).

L'étude est menée par **comparaison d'un scénario central compatible avec les caractéristiques du scénario AMS de la SNBC¹ (que nous notons Proxy-AMS) avec le scénario de référence**. Nous déclinons ensuite **huit variantes du scénario Proxy-AMS** :

- deux sont construites à consommation constante, mais avec des proportions différentes d'ERV et de nucléaire par rapport au scénario initial, afin de mesurer la sensibilité du coût d'abattement aux hypothèses retenues ;
- les six autres variantes présentent une variation du niveau de consommation de l'électricité et seront utiles ultérieurement pour mesurer le coût marginal de production de l'électricité (chapitre 7).

Encadré 1 – SimeISP, un tableur de simulation en pas horaire du système électrique français, disponible sur Internet²

Il s'agit d'un modèle de simulation, déterministe et « non optimisé ». L'utilisateur paramètre les puissances installées pour chacune des filières, hormis la puissance de la production d'électricité à partir de gaz (gaz naturel, gaz de synthèse ou biogaz), qui sera calculée par le tableur. L'utilisateur introduit également la production annuelle (en TWh) à partir de biomasse et de biogaz. Le tableur calcule heure par heure la possibilité de production d'électricité autre que la production à partir de gaz. Il la confronte à la consommation (laquelle est paramétrée, en proportion de la consommation horaire de l'année 2013). Il en déduit les moyens pilotables à mobiliser pour ajuster l'offre à la demande, ou inversement il valorise par des stockages temporaires (hydraulique ou batteries) la possibilité de production excédentaire³. Celle-ci peut aussi être valorisée sous forme d'hydrogène, lequel est valorisé en gaz par le procédé de méthanation et rendu ainsi disponible pour la production électrique. À noter que la possibilité de production nucléaire est calculée à partir d'un coefficient de disponibilité, qui est modulé dans l'année avec un maximum en hiver. Le simulateur calcule ainsi heure

¹ Nous soulignons que ce scénario a essentiellement un but illustratif. Le coût d'abattement a vocation à être recalculé lorsque davantage d'information sera disponible, notamment lorsque les scénarios RTE seront publiés.

² Prévot H. (s.d.), « [Plus ou moins de nucléaire, d'éolien, de photovoltaïque, combien cela coûte-t-il ? Et quelles autres conséquences ?](#) » (dernière consultation le 30 novembre 2021).

³ Le modèle indique heure par heure un besoin de production pour équilibrer la demande. Ce besoin peut être satisfait par l'importation. D'autre part, les possibilités excédentaires (calculées avec le coefficient de disponibilité du nucléaire) peuvent être exportées.

par heure la production à partir de gaz. Les possibilités excédentaires peuvent être exportées ou utilisées hors du réseau électrique.

Le tableur calcule les productions annuelles de chaque filière, les coûts et les émissions de CO₂. De nombreuses options permettent d'affiner ces réglages :

- capacités d'effacement ;
- déplacements de consommation ;
- moyens de production de pointe (cycle combiné gaz – CCG, turbines à combustion – TAC) ;
- ajustements saisonniers ;
- recours à la biomasse, en base et en pointe.

Les scénarios et variantes sont étudiés avec le modèle **SimelSP qui permet de simuler sur un pas horaire et pour une année entière, le fonctionnement du système électrique français**. L'ensemble des filières sont représentées : nucléaire, gaz (CCG et TAC), hydraulique, éolien, photovoltaïque. Des moyens de stockage tels que les batteries électriques et des capacités d'électrolyse peuvent être introduits.

Ce modèle permet de vérifier la robustesse de chaque scénario du point de vue de l'équilibre offre-demande au pas horaire. Il permet d'estimer la production effective des filières pilotables et leur facteur de charge¹. Concernant les énergies renouvelables, il permet de déterminer la quantité d'énergie excédentaire par rapport à la demande. Enfin, il permet de déterminer les besoins en capacité du système : le modèle détermine de manière endogène le besoin en capacités thermiques gaz permettant d'assurer que le critère de défaillance prévalant en France est respecté². *In fine*, le modèle permet d'intégrer les « coûts de profil », liés aux variations des facteurs de charge associées au rôle joué par les ERV dans chaque scénario.

Il convient cependant de souligner que le modèle utilisé ne tient pas compte des échanges aux frontières mais se place dans une situation hypothétique dans laquelle la France serait isolée. Cela signifie en particulier que l'on ne compte pas sur les pays voisins pour

¹ Le facteur de charge d'une centrale électrique est le rapport entre l'énergie électrique effectivement produite sur l'année et l'énergie qu'elle aurait produite si elle avait fonctionné à sa puissance nominale durant la même période. Le facteur de charge est donc amené à changer, notamment pour les centrales nucléaires, si ces dernières se retrouvent à produire de l'électricité en complément des ERV, comme préconisé par le rapport Compass-Lexecon (*Scénarios 2050 – Étude de la contribution du parc nucléaire français à la transition énergétique européenne*, mars 2020). Ces dernières ne produiraient alors de l'électricité que lorsque le prix de l'électricité est élevé, c'est-à-dire quand la production d'ERV est faible et que la demande est élevée.

² L'offre ne satisfait pas totalement la demande pendant trois heures en moyenne par an.

contribuer à l'équilibre offre-demande (en énergie ou en puissance) ou pour écouler des productions à coût variable nul.

Le système français est pourtant appelé à être interconnecté avec le système européen, mais rendre compte de ces interconnexions nécessiterait un modèle régional complexe impliquant la mobilisation d'outils de modélisation tels que ceux dont disposent les gestionnaires de réseaux¹. C'est bien une simplification que nous réalisons ici ; elle pourrait cependant correspondre à une solution de robustesse pour un système français isolé ou inséré dans un système européen décarboné, mais qui resterait vulnérable en termes de gestion commune des situations de déséquilibre ou de crise.

2. Le scénario de référence

La démarche permettant de construire un scénario de référence définit un cadre d'analyse plausible pour 2050 dans une hypothèse de non-renforcement de la contrainte d'émission. Il intègre ainsi une dimension de minimisation du coût total et intègre, pour un niveau de consommation équivalent à celui du scénario AMS, les hypothèses suivantes :

- une capacité nucléaire de 31,6 GWe, soit en énergie 32 % de production nucléaire ;
- une production à partir de gaz naturel, limitée au niveau actuel – la contrainte sur les émissions du secteur est donc supposée ne pas se renforcer sans toutefois disparaître ;
- ce scénario est donc facilement comparable au scénario AMS, car le passage à zéro émission consistera essentiellement à supprimer la production à base de gaz naturel.

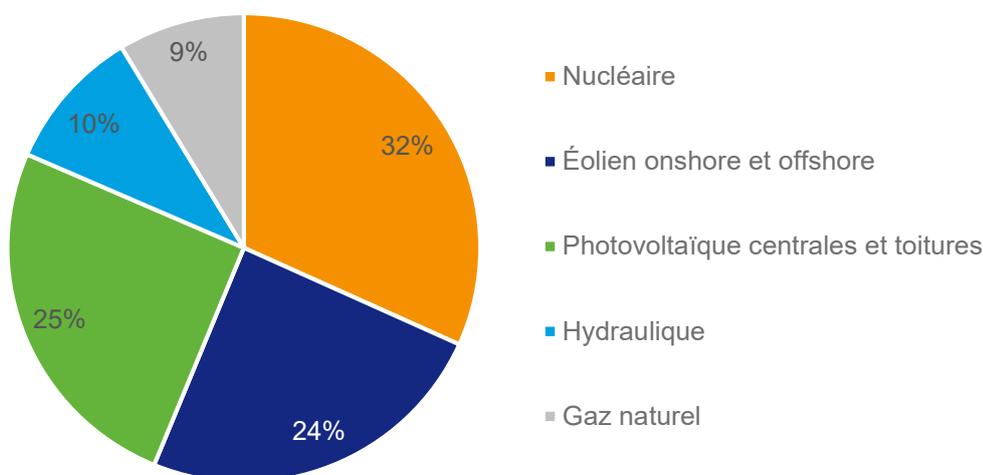
Le scénario de référence est construit de manière à satisfaire une consommation finale égale à 532 TWh. C'est une hypothèse simplificatrice dans la mesure où l'on ne réalise pas une simulation de l'ensemble du secteur énergétique. En particulier, on ne considère pas une situation dans laquelle des transferts d'usages massifs engendreraient une forte augmentation de la demande d'électricité, mais aussi des profils de consommation différents permettant d'autres conditions d'adéquation au profil de l'offre.

La production d'électricité comprend environ 30 % de nucléaire, 50 % d'ERV (éolien et solaire), 10 % d'hydraulique et 10 % de gaz naturel. Les 50 % d'ERV sont répartis à parts égales entre PV et éolien. Les pertes, qui s'élèvent à 80 TWh, sont dues en partie aux pertes de transport et distribution (42 TWh) et aux pertes d'écrêtement (32 TWh), les 6 TWh restant étant des pertes de conversion et de stockage.

¹ On peut anticiper que ces interconnexions pourraient être une source d'efficacité économique mais avec des risques d'instabilité, en fonction des règles prévalant entre les pays.

Les trois quarts de la puissance installée en PV correspondent à une production de « centrales PV », tandis que le quart restant est installé en toiture. De même pour l'éolien, 95 % de la puissance installée est de l'éolien terrestre, les 5 % restant représentant l'éolien en mer. Enfin, 60 % de la puissance installée pour la production d'électricité à partir de gaz naturel provient des turbines à gaz en cycle combiné (TAG-CC), les 40 % restants provenant de turbines à combustion (TAC).

Figure 4 – Mix électrique du scénario de référence en pourcentage de l'électricité produite

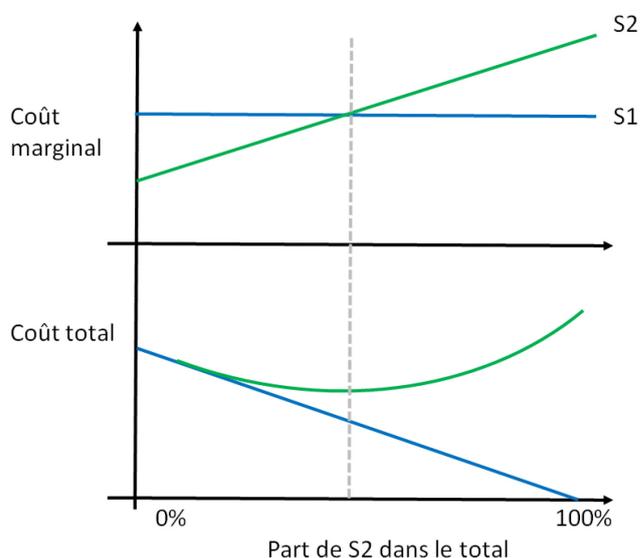


Source : France Stratégie

Encadré 2 – Pourquoi pas un scénario de référence conservant le mix actuel ?

Un choix possible pour le scénario de référence aurait consisté à reproduire de façon homothétique la production actuelle d'électricité, pour simplement intégrer la variation prévue pour 2050 de la consommation d'électricité. En réalité, les progrès dans les coûts des technologies renouvelables sont tels que le mix actuel serait très sous-optimal à l'horizon 2050 et qu'il ne semble pas réaliste de supposer qu'en l'absence de contrainte sur les émissions, le mix actuel serait conservé à l'horizon 2050. Le scénario de référence permet de prendre en compte le fait que jusqu'à un certain point (figure 5), l'augmentation de la part des renouvelables permet de faire baisser le coût total du système.

Figure 5 – Coût marginal et coût total en fonction de la part des renouvelables



Source : France Stratégie

Cette figure illustre la problématique économique d'un système combinant une solution à coût marginal constant (S1) et une solution à coût marginal initialement plus faible mais croissant avec les volumes mobilisés (S2) : le coût total décroît dans un premier temps jusqu'à un minimum, quand les coûts marginaux s'égalisent avant que le coût total ne réaugmente lorsque la solution S2 implique des coûts marginaux plus élevés. Compte tenu d'une part des faibles coûts aujourd'hui attendus pour les énergies renouvelables variables, mais d'autre part aussi des contraintes potentielles à leur déploiement, il est possible que cette configuration corresponde bien à la réalité actuelle des systèmes électriques.

3. Le scénario « Proxy-AMS »

Le scénario Proxy-AMS est construit à partir d'un scénario compatible avec le scénario « Avec mesures supplémentaires » de la SNBC, que nous ajustons et simplifions sur quelques points : évaluation des pertes pour la biomasse et des pertes de réseau, mise à zéro du solde imports/exports. Ce n'est donc pas un scénario complètement optimisé.

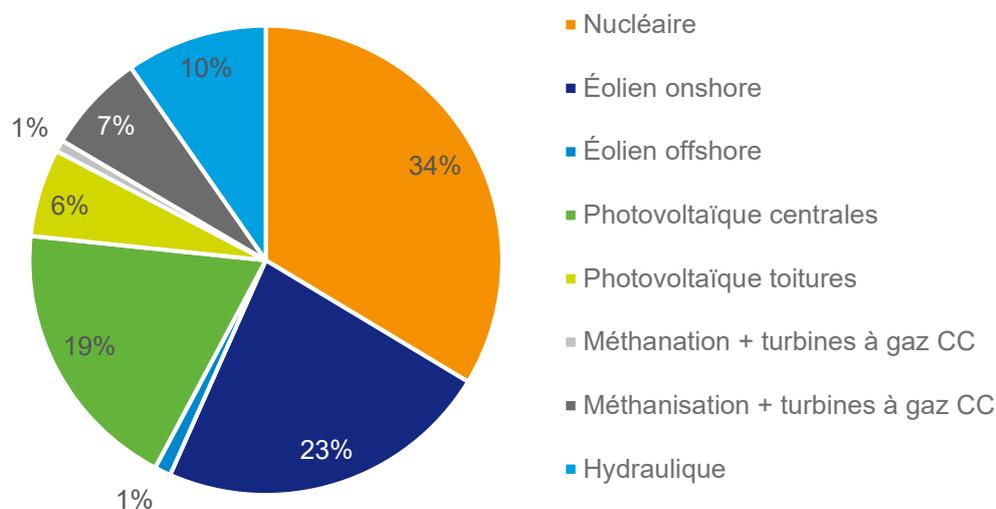
Deux modifications substantielles sont ensuite apportées concernant l'introduction :

- de capacités de batteries, à hauteur de 219 GWh d'énergie mobilisable par le réseau électrique (voir *infra*, point 3.2) ;

- de capacités installées d'électrolyse à hauteur de 12,5 GWe, ainsi que les capacités de méthanation de l'hydrogène ainsi produit ; le passage par la méthanation permet de ne pas supposer le développement d'infrastructures dédiées pour l'hydrogène mais rajoute des pertes (rendement de 50 %) ; le rendement global – *Power to Power* – est donc compris entre 16 % et 26 % – selon que l'on utilise des TAC ou des CCG ; il est possible qu'à l'avenir le développement de piles à combustibles ou de TAG adaptées pour brûler de l'hydrogène permette une augmentation significative du rendement global ;
- enfin, les capacités de production d'électricité à partir de gaz (gaz de méthanation complété par du biogaz) sont ajustées automatiquement via le calculateur SimelSP.

Le niveau d'électricité totale produite dans Proxy-AMS s'élève donc à 621 TWh, pour 532 TWh d'électricité finale consommée. L'électricité est essentiellement produite à partir d'ERV (50 % de l'électricité produite, en TWh) et de nucléaire (la capacité de 31,6 GWe permet de produire 34 % du total). Le reste provient de l'hydraulique, et de centrales à gaz, de méthanisation ou de méthanation.

Figure 6 – Mix électrique du scénario Proxy-AMS en pourcentage d'électricité produite



Source : France Stratégie

Au-delà de l'électricité, les énergies finales produites dans ce Proxy-AMS sont décrites dans le tableau 3 (et seront récapitulées plus loin dans le tableau 6).

Dans le scénario Proxy-AMS, il y a 621 TWh d'électricité totale produite (dernière colonne du tableau 3) pour 574 TWh d'électricité disponible, hors pertes de distribution, et 532 TWh de consommation finale dans les secteurs non énergie. **La différence entre la quantité d'électricité totale produite et l'électricité consommée s'explique par les pertes de**

transport et distribution (42 TWh), les pertes liées à l'écrêtement (19 TWh), l'électricité pour l'électrolyse (21 TWh) et enfin, les pertes de stockage/déstockage (7 TWh).

Tableau 3 – Tableau « Entrées/sorties » du scénario Proxy-AMS¹

2050	Vecteurs						Total produit	Électricité totale produite
	Solides	Liquides	Gaz	Électricité (finale)	H ₂	Chaleur vendue		
Charbon	11,8						11,8	
Pétrole		52,0					52,0	
Gaz naturel			2,5				2,5	
Nucléaire								209,0
Éolien onshore et offshore				466,3	17,7		484,0	149,5
Solaire								154,9
Hydraulique				60,0			60,0	60,0
Chaleur environnement						15,0	15,0	
Déchets			5,8	0,7		1,2	7,7	0,7
Biomasse	84,8	54,2	114,3	42,3		47,1	342,8	42,3
Méthanation + H ₂ to elec				5,0	- 17,7		- 12,7	5,0
Total final brut	96,6	106,2	122,5	574,4	0,0	63,4	963,1	621,5
<i>perte transport/distribution</i>	2,9	3,2	1,8	42,2	0,0	15,9	65,9	
Total final net	93,7	103,0	120,7	532,2	0,0	47,6	897,2	TWh

Note : ce tableau récapitule les flux annuels du système énergétique national. En lignes figurent les différentes provenances primaires, en colonnes les énergies finales. Les chiffres indiqués sont les énergies finales produites, desquelles sont déduites à l'avant-dernière ligne les pertes de transport et distribution pour aboutir à l'énergie finale nette distribuée. Dans cet exemple, le solde de la colonne « H₂ » est nul : l'hydrogène issu de l'électrolyse est intégralement valorisé par méthanation au sein du système énergétique.

Source : France Stratégie

Les pertes liées à l'écrêtement ne sont pas directement attribuables à une technologie en particulier. Elles résultent de la combinaison des productions non pilotables excédentaires

¹ En annexe 8 figure une version plus complète, présentant les principaux secteurs de consommation, un récapitulatif électrique et un récapitulatif des énergies primaires mobilisées.

d'électricité, principalement de l'éolien et du PV, mais aussi du nucléaire qui n'est pas intégralement flexible dans le modèle utilisé.

3.1. L'évaluation des facteurs de charge

Pour le nucléaire, l'électrolyse et les TAG-CC, les données proviennent du tableur SimelSP. Le rapport quantité produite sur puissance installée mesure le facteur de charge : ce dernier est de 75,5 % pour le nucléaire, et de 20 % pour les électrolyseurs. De même, le facteur de charge des TAG-CC est de 9,5 %, ce qui signifie qu'elles ne sont utilisées que 830 heures par an.

Pour les ERV, nous estimons le nombre d'heures de fonctionnement annuel sur la base d'un calcul permettant de prendre en compte la relation non linéaire entre le facteur de charge du solaire et de l'éolien et la puissance installée de chaque technologie.

Les proportions de l'électricité produite, premièrement par le PV en toiture dans le PV total et deuxièmement par l'éolien offshore dans l'éolien total, sont obtenues en simulant leur développement progressif, à partir de la situation actuelle. Cependant les coûts marginaux dépendent pour ces technologies du volume de ressources mobilisées. Les meilleurs sites étant utilisés pour produire les premiers TWh, la qualité des gisements diminue avec l'augmentation de la puissance installée. Les derniers TWh mis en place le sont donc avec des rendements plus faibles. Pour le PV par exemple, on suppose qu'à environ 150 GWe, les surfaces au sol disponibles sont saturées et le PV ne se développe plus qu'en toiture (tableau 4).

Tableau 4 – Évolution de la proportion d'éolien offshore et de photovoltaïque en toiture en fonction de la puissance installée

Puissance installée de PV (GWe)	10	50	150
Proportion de PV en toiture dans le total de PV	7,9 %	12,5 %	27,1 %
Puissance installée d'éolien (GWe)	10	30	100
Proportion d'éolien offshore dans le total d'éolien	0,0 %	1,3 %	9,0 %

Source : France Stratégie

D'autre part, les facteurs de charge décroissent avec la capacité installée de chaque technologie : PV en toiture, PV au sol, éolien onshore et éolien offshore (tableau 5).

Tableau 5 – Illustration de l'évolution non linéaire du nombre d'heures de fonctionnement en fonction de la capacité installée

Puissance installée de PV en toiture (GWe)	10	30	100
Nombre d'heures de fonctionnement	1 237	1 175	1 067
Puissance installée de PV au sol (GWe)	10	30	100
Nombre d'heures de fonctionnement	1 289	1 265	1 167
Puissance installée d'éolien onshore (GWe)	10	30	100
Nombre d'heures fonctionnement	2 230	2 190	2 050
Puissance installée d'éolien offshore (GWe)	1	3	10
Nombre d'heures de fonctionnement	3 778	3 710	3 600

Source : France Stratégie

Dans le scénario Proxy-AMS, le facteur de charge moyen du PV est de 13 %. Ce scénario implique en effet 132 GWe de PV, ce qui correspond à environ 24 % de PV en toiture, soit 32 GWe et 100 GWe de PV au sol. Chaque technologie fonctionne alors 1 168 h/an.

Le traitement des éoliennes terrestres et en mer est similaire à celui du PV. Pour 68 GWe d'éolien onshore et offshore installé, l'éolien offshore représente environ 5 % de la capacité installée, soit 3 GWe ; il fonctionne 3 705 heures par an, soit un facteur de charge de 42 %. L'éolien onshore représente 95 % de la capacité installée, soit environ 65 GWe ; il fonctionne 2 120 h/an, soit un facteur de charge de 24 %.

3.2. Les capacités de batteries et le *Power to Grid*

On suppose que les batteries des véhicules électriques vont permettre de réaliser un transfert *Power to Grid*, dans des proportions importantes et assurer ainsi une fonction de stockage. Dans le scénario de référence, l'hydraulique et des reports de consommations permettent déjà de déplacer 25,9 TWh sur l'année. Les **batteries ont pour effet d'augmenter des reports de consommation de 5,7 TWh** pour les porter à 31,6 au total.

Les batteries ont un coût qu'il s'agit de répartir entre un usage « mobilité » et un usage « système électrique ». Il est proposé ici de retenir la clé de répartition de l'énergie consommée par chacun des usages. Nous affectons ainsi 10 % du coût des batteries au système électrique, soit 8 €/kWh de capacité (voir détails en [annexe 7](#)).

3.3. Construction de la boucle H₂

Dans la modélisation, une boucle hydrogène de dimensionnement relativement modeste (12 GWe) est introduite pour gérer l'intermittence des renouvelables et donc **prendre en**

compte l'ensemble des coûts de profil, qui constituent une composante majeure des coûts système, avec les coûts de réseau et les coûts d'équilibrage.

- Dès que la production excède la demande à un instant donné, on transforme cette électricité en hydrogène par électrolyse. Cette opération a un rendement supposé de 85 %.
- Une partie de la production de nucléaire peut aussi contribuer à fabriquer de l'hydrogène.
- La méthanation transforme l'hydrogène en méthane, gaz recombinaison assimilable à du « biogaz » et disponible pour une transformation en électricité dans des centrales à gaz. Le rendement de la méthanation est supposé être de 50 %. Cela conduit à une valeur haute du coût de l'électricité produite à partir de l'hydrogène, car il se pourrait que cette étape ne soit pas nécessaire et qu'à l'avenir des CCG ou TAC puissent être adaptées à l'hydrogène.
- Pour la transformation en électricité, c'est le rendement des CCG et des TAC qui s'applique.

Le rendement P2P, *Power to Power*, c'est-à-dire le rendement total de la chaîne, depuis l'électricité excédentaire vers l'électricité produite par le méthane lui-même produit à partir de l'hydrogène est donc d'environ 25 %, sur la base de la technologie des TAG-CC pour la production d'électricité (60 % de rendement).

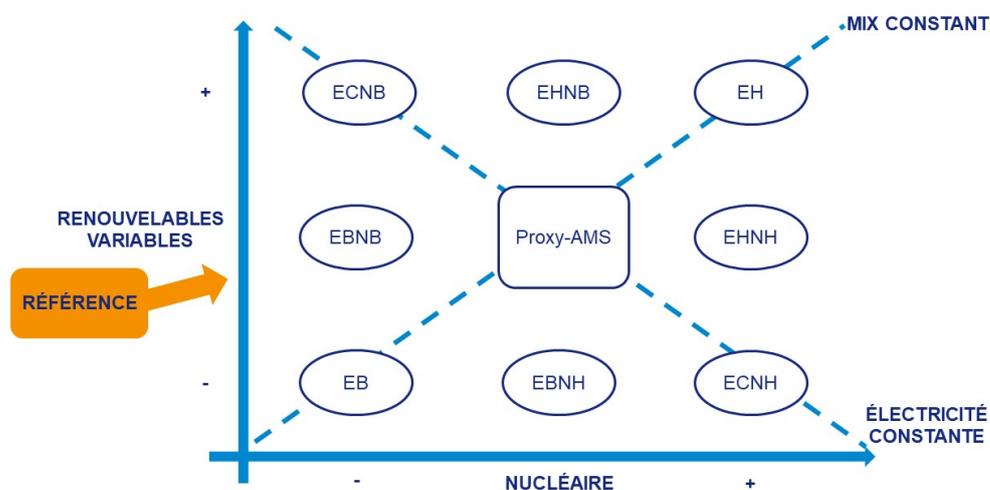
4. Les variantes

Nous disposons donc de deux scénarios : le scénario de référence et le scénario Proxy-AMS. À partir de Proxy-AMS, huit variantes sont ensuite construites, schématiquement en faisant varier les ERV et le nucléaire, puis le niveau d'électricité finale.

Deux variantes ont le même niveau de consommation électrique que Proxy-AMS. La première représente un peu plus de nucléaire et un peu moins d'ERV ; elle est notée ECNH (« électricité constante nucléaire haut »). L'autre variante présente les caractéristiques inverses et est notée ECNB (« électricité constante nucléaire bas »). **Le Proxy-AMS ainsi que ces deux variantes à consommation identique permettent d'obtenir un coût d'abattement directement interprétable.** Ces deux scénarios sont analysés dans le point suivant (3.5).

Six autres variantes autorisent un changement du niveau de consommation et ajoutent ou retranchent un incrément de nucléaire et/ou d'ERV. **Elles seront utiles pour analyser la variation marginale du coût du kilowattheure dans chaque cas.** Les écarts de production électrique sont supposés induits par un changement de la demande d'électricité dans les transports, par modification de la proportion des véhicules électriques par rapport aux véhicules utilisant des carburants biosourcés.

Figure 7 – Les différents scénarios



Source : France Stratégie

Autant l'écart entre le scénario de référence et le Proxy-AMS est important (102 TWh de gaz naturel mobilisé, 19 Mt d'émissions de CO₂), autant **les variantes n'explorent que des changements « à la marge » du scénario Proxy-AMS**. Pour le Proxy-AMS comme pour ses variantes, il n'y a pas de gaz naturel utilisé dans le système électrique et ce dernier n'émet donc pas de CO₂.

Il est important de noter que tous les scénarios et variantes ont la même consommation d'énergie « utile » : dans tous les scénarios nous avons le même nombre de voitures et le même kilométrage. Cependant, 1 kWh d'énergie (finale) dédiée aux voitures électriques remplace 3 kWh d'énergie (finale) dédiée aux voitures thermiques.

4.1. Les variantes de mix de production « à consommation constante »

Ces variantes sont obtenues à partir du scénario AMS en gardant les mêmes quantités d'électricité consommée (électricité constante, noté EC), soit 532 TWh, et en modifiant le mix électrique pour obtenir un scénario avec une part d'ERV renforcée et moins de nucléaire nommé « électricité constante nucléaire bas » (ECNB) et un scénario avec un peu plus nucléaire et un peu moins d'ERV nommé « électricité constante nucléaire haut » (ECNH).

Plus précisément, dans ECNH, la consommation électrique est la même, mais il y a **3 %** de moins de **capacité d'ERV** (précisément d'éolien terrestre et de PV en centrale, l'éolien maritime et le PV en toiture s'en déduisant comme vu dans le point 3.1.) et **3 %** de plus de capacité de **nucléaire**, soit environ 1 GWe de capacité. L'usage des autres technologies ne se trouve pas modifié. Les deux scénarios permettent, en stabilisant la consommation, de faciliter la comparaison de leurs coûts d'abattement avec celui d'AMS.

Tableau 6 – Bilan électrique par scénario et par technologies, en TWh

Technologies	Référence	Proxy-AMS	ECNB	ECNH
Gaz	53	0	0	0
Nucléaire	194	209	203	215
Éolien onshore	143	143	147	138
Éolien offshore	7	7	7	6
PV en centrale	117	117	119	115
PV en toiture	38	38	40	36
Électrolyse + méthanation + turbines à gaz CC	0	5	5	5
Méthanisation + turbines à gaz CC	0	42	42	43
Hydraulique	60	60	60	60
Total électricité produite	612	621	624	618
Perte de transport/distribution	42	42	42	42
Perte d'écèlement	32	19	20	18
Perte de conversion/stockage	6	7	8	7
Électricité électrolysée	0	21	22	19
<i>Différence électricité produite et consommée</i>	<i>80</i>	<i>89</i>	<i>91</i>	<i>86</i>
Total électricité consommée	532	532	532	532

Source : France Stratégie

4.2. Les variantes avec modification de la consommation

Les variantes sont obtenues à partir du scénario AMS en ajoutant ou retranchant les incréments de capacité déjà considérés dans les variantes à électricité constante (voir détails en [annexe 7](#)). La consommation électrique totale varie en conséquence, au regard de l'AMS, d'un (ou deux pour les scénarios EB et EH) incrément(s) à la hausse ou à la baisse. La valeur de l'incrément est d'environ 1 % de la production (correspondant à 5,72 TWh¹). Le tableau 7 récapitule ces modifications.

Tableau 7 – Capacités modifiées par scénario

	Proxy-AMS	ECNB	ECNH	EBNH	EHNH	EBNB	EHNB	EB	EH
Consommation finale (TWh)	532	532	532	526	538	526	538	521	544
GW nucléaire	32	31	33	32	33	31	32	31	33
GW éolien	68	70	66	66	68	68	70	66	70
GW solaire	133	136	129	129	133	133	136	129	136

Source : France Stratégie

¹ L'incrément est choisi de sorte que la consommation en gaz ne soit pas affectée.

Les batteries sont celles des véhicules et donc installées en proportion du parc automobile électrique. L'électrolyse dépend quant à elle de la quantité d'ERV de la variante : la quantité d'électrolyse baisse quand il y a moins d'ERV et augmente quand la proportion d'ERV croît. Les autres variantes sont construites en suivant les mêmes étapes. Le tableau 8 présente le bilan électrique en TWh pour chacune des variantes.

Tableau 8 – Bilan électrique des différentes variantes (TWh)

Technologies	Référence	Proxy-AMS	EBNH	EHNH	EBNB	EHNB
Gaz	53	0	0	0	0	0
Nucléaire	194	209	209	215	203	209
Éolien onshore	143	143	138	143	143	147
Éolien offshore	7	7	6	7	7	7
PV en centrale	117	117	115	117	117	119
PV en toiture	38	38	36	38	38	40
Électrolyse + méthanation + turbines à gaz CC	0	5	5	5	5	5
Méthanisation + turbines à gaz CC	0	42	43	42	42	42
Hydraulique	60	60	60	60	60	60
Total électricité produite	612	621	612	627	615	630
Perte de transport/distribution	42	42	42	43	42	43
Perte d'écrêtement	32	19	18	19	19	20
Perte de conversion/stockage	6	7	7	7	7	8
Électricité électrolysée	0	21	19	21	21	22
<i>Différence électricité produite et consommée</i>	<i>80</i>	<i>89</i>	<i>85</i>	<i>89</i>	<i>88</i>	<i>92</i>
Total électricité consommée	532	532	526	538	526	538

Source : France Stratégie

5. Comparaisons des scénarios et des variantes

Les bilans électriques des différentes variantes étant établis, il est maintenant possible de les comparer et le tableau 9 précise les caractéristiques pour chacune des variantes.

Le principe est donc d'explorer des variantes qui s'écartent peu de leur scénario central, donc avec des usages énergétiques les plus proches, mais avec certains changements d'énergie finale. Dans ces ajustements des énergies finales « à usages constants », il peut apparaître paradoxal que le total des énergies finales consommées varie substantiellement : par exemple un basculement d'un véhicule thermique vers un véhicule électrique, à usage kilométrique égal, diminue l'énergie finale mobilisée par kilomètre d'un facteur trois. Aussi il est utile de garder un œil sur cet indicateur de l'énergie utile pour vérifier que, s'agissant des

usages, il n'y a pas de modification. C'est ce que permet le tableau 9, qui précise aussi la production d'hydrogène (en TWh) dans les différentes variantes.

L'énergie finale totale consommée correspond à la somme des consommations énergétiques dans chaque secteur (donc hors consommations non énergétiques).

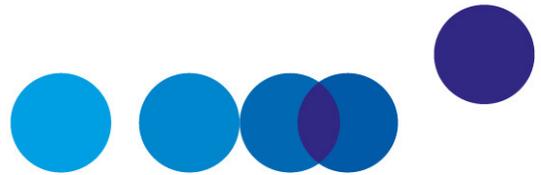
L'énergie utile totale consommée correspond à la somme des consommations énergétiques, dans une unité « énergie utile » qui correspond à l'énergie physique utilisée. Elle se mesure non pas au niveau du compteur, mais à un stade plus en aval de la consommation, lorsque se produit la réaction chimique ou physique d'usage de l'énergie. En pratique, il s'agit des énergies finales pondérées par l'efficacité des différents vecteurs.

En ce qui concerne la production d'hydrogène, la proportion valorisée grâce à l'électrolyse est le ratio « électricité consommée par électrolyseur / (électricité consommée par électrolyseur + électricité perdue) ». Il mesure ce qu'on envoie à l'électrolyseur par rapport à la quantité d'électricité qu'on perdrait en l'absence d'électrolyseur.

Tableau 9 – Énergie consommée, structure de la production et production d'hydrogène dans les différentes variantes, en TWh

Information	Référence	Proxy-AMS	ECNB	ECNH	EH	EBNH	EHNH	EBNB	EHNB	EB
Énergie finale totale consommée (TWh)	897	848	848	848	718	859	836	859	836	871
Énergie utile totale consommée (TWh)	667	667	667	667	561	667	667	667	667	667
Part de l'élec dans l'énergie finale consommée	63 %	63 %	63 %	63 %	61 %	61 %	64 %	61 %	64 %	60 %
Part du nuc dans l'élec (brute) produite	32 %	34 %	32 %	35 %	34 %	34 %	34 %	33 %	33 %	33 %
Part des ERV (éolien + PV) dans l'élec (brute) produite	50 %	49 %	50 %	48 %	49 %	48 %	49 %	49 %	50 %	1 %
Total H ₂ produit (TWh)	0	18	19	16	19	16	18	17	19	16
Proportion valorisée H ₂ élec	0	52 %	53 %	52 %	54 %	51 %	53 %	52 %	53 %	50 %
Puissance d'électrolyse (GW) entrante	0	12	13	11	13	11	12	12	13	11
Facteur de charge	0	20 %	20 %	20 %	20 %	20 %	20 %	20 %	20 %	19 %

Source : France Stratégie



CHAPITRE 4

CALCUL DES COÛTS DE PRODUCTION

Une fois déterminé le mix des différents scénarios considérés, il s'agit d'en évaluer le coût global, afin de calculer d'abord le coût d'abattement et ensuite les coûts incrémentaux de la production d'électricité. On peut décomposer le coût social de la production d'électricité en cinq grandes catégories (figure 8).

Figure 8 – Principales catégories de coûts



Source : France Stratégie

Les coûts privés sont ceux directement supportés par l'acteur du marché qui produit le bien. Dans le cas de la production d'électricité, ils se répartissent entre les coûts de production à la centrale et les coûts de système. Samadi (2017)¹ propose une évaluation de l'importance des différentes catégories de coûts lorsque l'on souhaite comparer entre elles différentes technologies de production d'électricité. Il précise aussi le degré de connaissance scientifique de chaque catégorie (tableau 10).

Les coûts macro-économiques et géopolitiques ne sont pas considérés, en raison de la difficulté qu'il y aurait à les évaluer, cela sans ignorer que le choix d'une source d'énergie

¹ Samadi S. (2017), « [The Social Costs of Electricity Generation – Categorising Different Types of Costs and Evaluating Their Respective Relevance](#) », *Energies*, vol. 10 (3), mars.

primaire a des conséquences géopolitiques importantes, notamment en termes de dépendance à l'égard des pays exportateurs de combustibles ou de matières premières.

Tableau 10 – Pertinence et degré de connaissance scientifique des différentes catégories de coûts

Catégorie de coût	Pertinence de la comparaison des coûts	Compréhension scientifique
<i>Coûts de production</i>		
coût du capital	forte	forte
coût du combustible	forte	modérée à forte
coût de marché des émissions de GES	forte	forte
coûts d'opération et de maintenance hors coûts du combustible	forte	modérée à forte
<i>Coûts système</i>		
coûts de réseau	faible à moyenne	modérée
coûts d'équilibrage	faible	modérée à forte
coûts de profil	moyenne à forte	modérée
<i>Coûts externes</i>		
coûts sociaux des émissions de GES	moyenne à forte	faible
impact de la pollution non GES	moyenne	faible à moyenne
impacts visuels et en termes de bruit	faible à moyenne	faible à moyenne
impacts sur les écosystèmes et la biodiversité (non climatiques)	indéterminée	faible
coûts associés aux radiations	indéterminée	faible
autres coûts externes potentiels	indéterminée	Très faible

Source : Samadi (2017)

1. Le coût actualisé de production de l'électricité à la centrale, LCOE

Les **coûts au niveau de la centrale** correspondent au LCOE¹ standard et englobent les coûts d'investissement (construction, équipements, connexion au réseau, etc.), de combustible, d'opération et de maintenance (O & M) hors combustible et, si un prix du carbone est en place, le coût du carbone. Leur évaluation doit prendre en compte, en prospective, les effets d'apprentissage (*learning-by-doing*), les économies d'échelle à la production des équipements, les changements attendus dans les prix des combustibles et les contraintes de site et de régulation.

¹ *Levelized Cost of Energy*, ou « coût actualisé de l'énergie ».

1.1. Les hypothèses retenues

On distingue les coûts suivants :

- **les coûts fixes** annuels prennent en compte l'investissement annualisé permettant de couvrir le CAPEX¹ ainsi que les coûts fixes d'opération et de maintenance ; le coût total d'investissement est la somme de l'*overnight investment cost* (ou « coût sortie usine ») et des intérêts intercalaires dans la construction. **Le coût fixe unitaire** de chaque technologie est alors obtenu en divisant les coûts fixes, annualisés au taux d'actualisation, par la production annuelle. Ce coût fixe, ramené au kilowattheure, d'une technologie dépend ainsi très fortement de la production durant l'année et donc du facteur de charge, ce facteur de charge étant tributaire de l'ensemble du mix électrique considéré. Le coût fixe unitaire « à fonctionnement nominal », souvent rencontré dans la littérature, est lui indépendant du système dans lequel il s'insère et plus faible, puisque calculé sur la base d'une production théorique. Les coûts de démantèlements des installations nucléaires sont pris en compte implicitement dans l'hypothèse de coût d'investissement et comptent usuellement pour environ 15 % de ce coût. De même, les coûts de gestion des déchets associés au cycle aval du combustible sont intégrés dans le coût du combustible (pris ici à 10€/MWh) dont ils représentent une fraction (représentant 1 à 3 €/MWh) ;
- **les coûts variables** se décomposent en deux parties : les coûts variables d'exploitation-maintenance, auxquels sont ajoutés les coûts du combustible qui dépendent du rendement de leur conversion en électricité. Il est à noter qu'à l'échelle du système le coût de l'électrolyse s'entend hors coût de l'électricité puisque celui-ci est déjà pris en compte dans le système considéré.

Les coûts unitaires de la méthanisation et de la méthanation ne diffèrent pas d'une variante à l'autre², en revanche l'intensité du recours à ces technologies constitue la principale variable d'ajustement du système³. Le coût de l'électricité utilisée pour la production d'hydrogène est comptabilisé dans les coûts de production des différentes filières. On ne considère pas les coûts de l'hydraulique, puisque la capacité installée ne varie pas entre les scénarios et que les coûts variables correspondants sont négligeables.

Pour les autres technologies (nucléaire, éolien, photovoltaïque, turbines à gaz, méthanisation, méthanation et production d'hydrogène), le LCOE dépend des variantes et de leur facteur de charge, en fonction du mix électrique choisi. Par exemple, pour les TAG-CC, le facteur de charge est de 11 % dans le scénario de référence, mais entre 9,2 % et 9,8 % dans Proxy-AMS et ses variantes. Cet écart de facteur de charge

¹ *Capital Expenditures* = dépenses d'investissement.

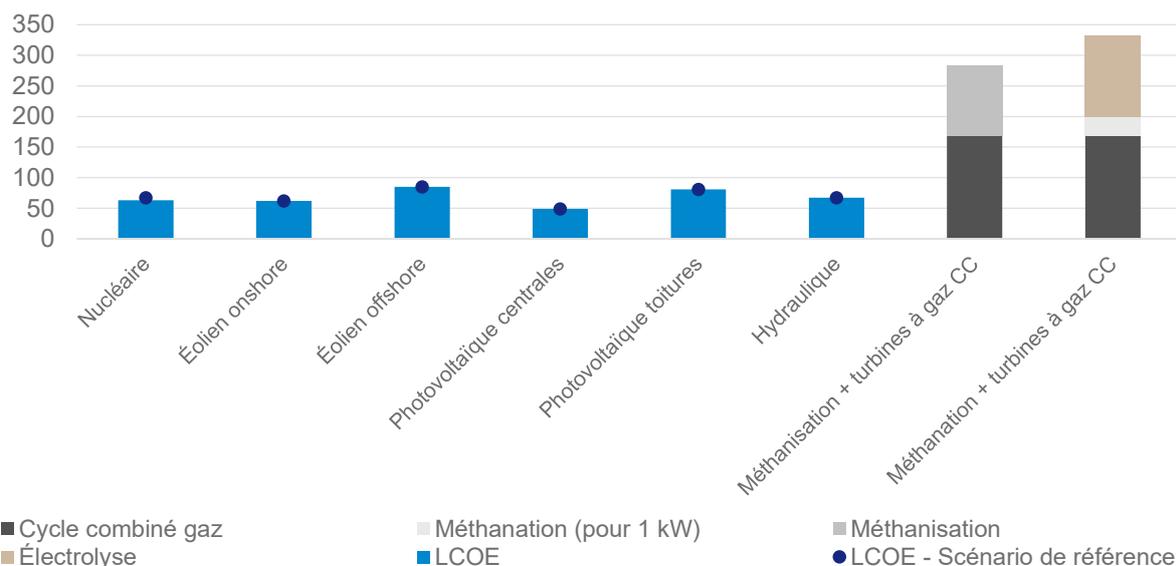
² Les énergies mobilisées se stockent : elles sont donc utilisées toutes l'année, quelle que soit la variante.

³ Voir la présentation du tableur SimelSP dans l'encadré 1.

entraîne une différence au niveau du LCOE effectif : le LCOE des turbines à gaz CC pour le scénario de référence est de 164 €/MWh, contre 168 €/MWh pour Proxy-AMS.

Les données que nous utilisons pour calculer les LCOE proviennent de RTE¹ et du modèle PRIMES (laboratoire E3M, pour la Commission européenne) pour les données non fournies par RTE. En combinant ces deux jeux de données, nous obtenons les éléments pour le calcul des coûts de production de chaque type de technologie. Le résultat est présenté dans le tableau 11, dans le cas de figure des facteurs de charge de Proxy-AMS. Le « LCOE au facteur de charge nominal » (ou coût nominal de production) est calculé pour chaque technologie, selon la méthode du LCOE, en retenant un facteur de charge théorique, en considérant donc le coût de chaque technologie pour la durée annuelle de fonctionnement maximum. Il permettra, par calcul d'un coût agrégé de production puis par différence avec le coût total du système, une évaluation globale des coûts de profil de chaque scénario (voir point 3.1 *infra*).

Figure 9 – LCOE par technologie en 2050 (€/MWh) pour Proxy-AMS et comparaison au scénario de référence



NB1 : le LCOE de (méthanisation + turbines à gaz CC) se décompose en 220 €/MWh correspondant au LCOE d'une turbine à gaz CC fonctionnant au gaz naturel (avec un facteur de charge de 6,6 %) et 103 €/MWh correspondant au surcoût lié à l'utilisation de biogaz au lieu du gaz naturel. Le coût variable lié à l'achat du gaz naturel est de 43 €/MWh. Le coût variable lié à l'utilisation du biogaz est donc de 146 €/MWh. Compte tenu du rendement de la CCG, le coût d'achat du biogaz est de l'ordre de 85 €/MWh.

NB2 : les facteurs de charge pour Proxy-AMS sont 76,6 % pour le nucléaire, 24 % pour l'éolien onshore, 42 % pour l'éolien offshore, 13 % pour le PV en centrale et toiture, 6,6 % pour les turbines à gaz CCG, 95 % pour la méthanation et 17,6 % pour l'électrolyse.

Source : France Stratégie

¹ D'après Henri Prévot et son tableur SimelSP. Données RTE (2015) pour 2035.

Tableau 11 – Composition du LCOE de chaque technologie dans le Proxy-AMS

COE en €2015 (cond. moyennes)	Nucléaire GEN3	Éolien terrestre	Éolien offshore	Solaire PV sur bâtiment	Solaire PV en centrale	Hydraulique fil de l'eau	Turbines CCG gaz naturel	Turbines à combustion	H ₂ par électrolyse	Méthanation	Méthanisation	Charbon	Fioul
<i>LCOE au facteur de charge du scénario Proxy-AMS</i>													
Coût d'investissement total (€/kW)	5 000	1 350	3 160	955	630	2 400	830	400	804	1 500	1 150	1 700	1 200
Durée de vie technique (années)	60	25	25	25	25	50	20	20	20	25	25	40	40
Taux d'actualisation (%)	5 %	5 %	5 %	5 %	5 %	5 %	5 %	5 %	5 %	5 %	5 %	5 %	5 %
Investissement annualisé (€/kW _y)	242	91	213	64	42	121	64	31	62	101	78	92	65
FOM - coût fixe d'OM (€/kW _y)	110	40	100	30	15	8	40	30	36	30	24	36	21
Facteur de charge (%)	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1
Coût fixe (€/MWh)	53	62	85	81	49	67	125	198	57	16	12	15	10
VOM (coût variable d'OM), quand distingué du combustible (€/MWh)		0	0	0	0	0	2	4			3	4	3
Coût combustible (variable, cf. ligne 3)	10	0	0	0	0	0	295	295			450	95	295
Rendement en électricité (%)	38 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %	62 %	39 %	100 %	100 %	39 %	46 %	35 %
Émissions CO ₂ (tCO ₂ /MWh)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Coût variable total (€/MWh)	10,0	0,2	0,4	0,0	0,0	0,0	42,7	69,4			103,0	21,5	75,3
Coût variable (€/MWh)	10,0	0,2	0,4	0,0	0,0	0,0	42,7	69,4			103,0	21,5	75,3
LCOE (€/MWh)	63,3	62,0	84,9	80,9	49,2	67,3	167,8	267,4	56,6	15,8	115,2	36,9	85,7
<i>LCOE au facteur de charge nominal</i>													
Facteur de charge nominal (%)	85 %	24 %	42 %	13 %	13 %	22 %	95 %	95 %	95 %	95 %	95 %	95 %	95 %
Coût fixe nominal (€/MWh)	47,3	61,8	84,5	80,9	49,2	67,3	12,5	7,3	11,8	15,8	12,2	15,4	10,3
LCOE nominal (€/MWh)	57,3	62,0	84,9	80,9	49,2	67,3	55,2	76,7	11,8	15,8	115,2	36,9	85,7

Source : France Stratégie

Le tableau 12 présente la décomposition du coût total en un coût fixe et un coût variable pour chaque technologie, en intégrant cette fois les deux technologies de production de biogaz qui remplacent le gaz naturel. Avec 62,5 €/MWh, le nucléaire a un LCOE plus élevé que celui de certaines technologies renouvelables. L'éolien terrestre et le PV en centrale se trouvent en effet être les technologies les moins coûteuses en termes de LCOE, le PV en centrale étant la technologie la plus abordable avec un LCOE de 49 €/MWh. Par ailleurs, les LCOE de la méthanation (y compris électrolyse) et de la méthanisation

apparaissent comme les plus élevés. Pour la méthanisation, l'importance du coût variable correspond à un coût marginal dans l'hypothèse d'un niveau très élevé de mobilisation de la biomasse (entre 415 TWh et 470 TWh selon les scénarios).

Tableau 12 – Décomposition du LCOE en coût fixe et coût variable pour le scénario Proxy-AMS en 2050

Technologies	Coût fixe (€/MWh)	Coût variable (€/MWh)	LCOE (€/MWh)
Nucléaire	53	10	63
Éolien onshore	62	0	62
Éolien offshore	85	0	85
PV en centrale	49	0	49
PV en toiture	81	0	81
Hydraulique	67	0	67
Méthanisation + turbines à gaz CC	137	146	283
Méthanation + turbines à gaz CC	290	43	332

NB : les facteurs de charge pour Proxy-AMS sont 76,6 % pour le nucléaire, 24 % pour l'éolien onshore, 42 % pour l'éolien offshore, 13 % pour le PV en centrale et toiture, 6,6 % pour les turbines à gaz CCG, 95 % pour la méthanation et 17,6 % pour l'électrolyse.

Source : France Stratégie

1.2. Comparaison avec l'OCDE-AEN

Afin de mettre ces résultats en perspective, nous comparons ici les LCOE à ceux obtenus par d'autres institutions, telles que l'Agence internationale de l'énergie (AIE, 2020¹) et l'OCDE-AEN (Agence de l'énergie nucléaire, 2020²) pour leurs scénarios décarbonés. Le tableau 13 illustre ces résultats.

Les LCOE que nous obtenons avec le scénario Proxy-AMS sont dans des ordres de grandeur comparables à ces références. Toutefois, ces comparaisons doivent être interprétées avec prudence, compte tenu des différences sous-jacentes dans les facteurs de charge, qui peuvent être substantielles. C'est vraisemblablement ce qui explique l'écart important observé pour le gaz.

¹ AIE (2020), *World Energy Model*, Paris, Agence internationale de l'énergie.

² AIE-AEN (2020), *Projected Costs of Generating Electricity, 2020 Edition*, Paris, Agence internationale de l'énergie / Agence pour l'énergie nucléaire, décembre.

Tableau 13 – Comparaison des LCOE Proxy-AMS (avec le facteur de charge du scénario) à ceux obtenus par l’AIE et l’AEN (en €/MWh)

Technologie	AIE 2040	AEN-OECD 2020		Proxy-AMS
		ta = 3 %	ta = 7 %	
Nucléaire	92	38	59	63
Gaz CCGT	92	-	-	168
PV en toiture	-	82	108	81
PV en centrale	42	21	29	49
Éolien terrestre	54	37	47	62
Éolien en mer	42	57	75	85

Le taux de change choisi est 1,2 \$ pour 1 €.

Source : France Stratégie

1.3. Comparaison avec les coûts AIE-IRENA du rapport *Net Zero by 2050*

D’autres écarts importants apparaissent dans la comparaison des LCOE du scénario Proxy-AMS avec ceux du rapport le plus récent de l’AIE sur les scénarios *Net Zero Emission*¹. Dans ce rapport AIE, les coûts des différentes technologies sont donnés par l’IRENA, l’agence internationale des énergies renouvelables.

En première analyse les chiffres AIE-IRENA divergent significativement de ceux retenus dans cette étude puisque les LCOE affichés sont respectivement de 23 et 36 \$/MWh pour le solaire et l’éolien onshore (pour 2030, voir la colonne « (2) AIE Tab B.1 » du tableau 14 *infra*), contre 105 \$/MWh pour le nucléaire : soit un rapport d’un facteur 4,6 par rapport au solaire et 2,9 par rapport à l’éolien. Dans Proxy-AMS, le rapport du nucléaire au solaire est de 1,3 et à l’éolien de 1,02.

L’analyse détaillée des hypothèses puis leur harmonisation progressive constitue un exercice très utile pour comprendre la nature des différences observées et la sensibilité des LCOE au choix des paramètres clés. Ces paramètres clés sont le taux d’actualisation, la durée de vie de la centrale et le facteur de charge (ce trio de chiffres apparaît au-dessus du LCOE dans chaque case du tableau) ; un dernier niveau d’ajustement est opéré pour les OPEX² du nucléaire et pour les CAPEX du PV et de l’éolien onshore.

¹ AIE (2021), *Net Zero by 2050. A roadmap for the global energy sector*, Paris, Agence internationale de l’énergie, mai.

² *Operating Expenses* = coûts d’opération.

La démarche adoptée pour la comparaison et l'harmonisation progressive des LCOE procède de la manière suivante dans le tableau 14 :

- les colonnes (1) et (2) présentent les coûts en €/MWh dans les deux études, Proxy-AMS et AIE-IRENA ;
- la colonne « (3) AIE calc » fait apparaître le recalcul du LCOE à partir des éléments du tableau d'origine et en explicitant la durée de vie de la centrale ; les résultats de (2) et (3) sont très convergents pour le PV et l'éolien, mais pas pour le nucléaire ce qui semble indiquer qu'une autre catégorie de coûts a été prise en compte par l'AIE-IRENA ;
- la colonne « (4) AIE ta » effectue le même calcul que dans (3), mais en utilisant un taux d'actualisation unique de 4,5 % comme dans Proxy-AMS – on note que cette modification a un très fort impact sur le LCOE nucléaire, qui passe pour l'AIE de 91 à 73 €/MWh ;
- enfin, la colonne « (5) AIE dv-fc » harmonise cette fois la durée de vie et le facteur de charge par rapport à Proxy-AMS ; le passage de la durée de vie des centrales de 30 à 60 ans rapproche encore les évaluations des LCOE pour le nucléaire, qui sont à ce stade très proches ;

Tableau 14 – Comparaison des LCOE Proxy-AMS (avec le facteur de charge du scénario) avec ceux du scénario *Net Zero Emission* de l'AIE (coûts IRENA)

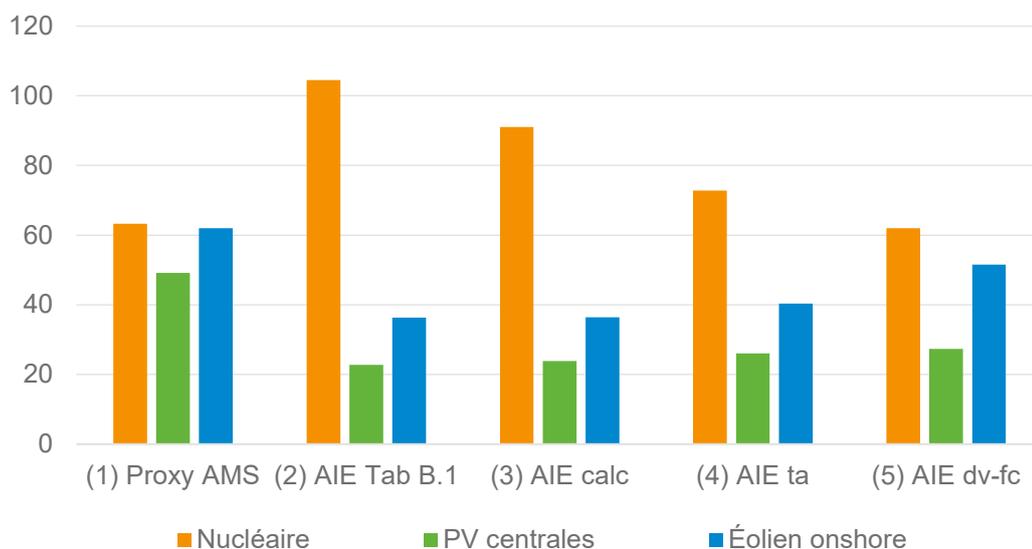
	(1) Proxy-AMS	(2) AIE Tab B.1	(3) AIE calc	(4) AIE ta	(5) AIE dv-fc
Nucléaire	4,5 %-60 ans- 75 %		8 %-30 ans- 70 %	4,5 %-30 ans- 70 %	4,5 %-60 ans- 75 %
LCOE (€/MWh)	63,3	104,5	91,1	72,8	62,0
AIE/Proxy-AMS		1,65	1,44	1,15	0,98
PV en centrale	4,5 %-25 ans- 13 %		3,2 %-25 ans- 14 %	4,5 %-25 ans- 14 %	4,5 %-25 ans- 13 %
LCOE (€/MWh)	49,2	22,7	23,9	26,1	27,4
AIE/Proxy-AMS		0,46	0,49	0,53	0,56
Éolien onshore	4,5 %-25 ans- 24 %		3,2 %-30 ans- 30 %	4,5 %-30 ans- 30 %	4,5 %-25 ans- 24 %
LCOE (€/MWh)	62,0	36,4	36,4	40,4	51,5
AIE/Proxy-AMS		0,59	0,59	0,65	0,83

Source : France Stratégie

Ce processus d'analyse et de comparaison ne clôt sans doute pas le débat sur les LCOE tels qu'ils peuvent être évalués en France et dans une perspective plus globale qui est celle de l'AIE IRENA. Cependant elle permet, en particulier, de montrer l'importance du choix d'un taux d'actualisation unique *versus* un taux différencié selon les technologies.

Cette option d'un taux d'actualisation différencié selon les technologies peut refléter les conditions de financement pour des entreprises sur un marché par ailleurs très régulé et stabilisé par les politiques publiques (tarifs de rachat, appels d'offres) ; mais elle ne s'inscrit pas dans la démarche adoptée par le groupe de travail, qui est celle d'une évaluation socioéconomique du point de vue de la collectivité. On doit donc privilégier dans la comparaison les calculs à taux d'actualisation identique, dans les colonnes (1) et (4) (5) (6).

Figure 10 – Comparaison des LCOE Proxy-AMS et AIE-IRENA sous différents jeux de paramètres (€/MWh)



Source : France Stratégie

Parmi les autres facteurs de différence on retiendra : pour le nucléaire, la durée de vie des centrales, plus élevée dans notre évaluation, ainsi qu'un niveau d'OPEX plus faible ; pour le solaire PV et l'éolien, un niveau de CAPEX au contraire plus élevé dans les conditions françaises, ce qui renvoie à une double interrogation : sur les potentiels et les spécificités nationales pour les coûts considérés et sur l'ampleur des effets d'apprentissage à anticiper.

2. La prise en compte des coûts système

Les coûts système sont habituellement décomposés en trois catégories (OCDE-AEN, 2019)¹ : les coûts d'équilibrage ou de l'ajustement aux variations à court terme de la production et de la consommation ; les coûts de renforcement et d'extension des réseaux ; enfin, les coûts de profil, qui découlent de la modification des facteurs de charge et profils de production des centrales lors de l'introduction de nouveaux moyens de production.

Les coûts d'équilibrage. Le fonctionnement stable d'un système électrique exige que la demande et l'offre soient égales à tout moment. Les systèmes électriques nécessitent donc un gestionnaire de réseau central qui veille à ce que les fluctuations imprévisibles à court terme de la demande et de l'offre d'électricité puissent être compensées en contractant à l'avance des réserves suffisantes. Cela nécessite une plus grande capacité² par rapport à un système hypothétique dans lequel la demande et l'offre seraient parfaitement prévisibles et il n'y aurait donc aucun risque de défaillance. Ces coûts d'équilibrage dépendent beaucoup du taux de pénétration des ERV.

Les coûts de réseau. Ce sont les coûts supplémentaires dans le système de transport et de distribution, des technologies de stockage et d'une série de services auxiliaires nécessaires au fonctionnement stable d'un système électrique, lorsque la production d'électricité d'une nouvelle centrale y est intégrée. Le déploiement des sources renouvelables suppose notamment d'importants renforcements des réseaux en moyenne tension. Si d'autres producteurs peuvent également bénéficier des renforcements et des extensions de réseau nécessaires, seule une partie des coûts supplémentaires doit alors être affectée à la nouvelle centrale.

Les coûts de profil. Comme suggéré par Hirth *et al.* (2015)³, il faut également prendre en compte ces coûts dans les « coûts » du système. Les coûts de profil induits par l'introduction d'un nouveau moyen de production sont associés à la hausse du coût de production du reste du parc de production (y compris les moyens de stockage). Ils sont causés par la déformation du profil de demande résiduelle, c'est-à-dire la demande restant à satisfaire une fois déduite la production de ce nouveau moyen. Ainsi, l'introduction d'électricité renouvelable intermittente induit une demande résiduelle ayant une monotone de charge

¹ OCDE-AEN (2019), *The Costs of Decarbonisation: System Costs with High Shares of Nuclear and Renewables*, Paris, OCDE/Agence pour l'énergie nucléaire, janvier.

² Cette capacité est d'autant plus coûteuse que l'efficacité des installations destinées à fournir une capacité de réserve est en général faible, car elles doivent fonctionner en dessous de leur pleine capacité et/ou a besoin de monter et descendre fréquemment (ce qui peut aussi avoir un effet négatif sur la fiabilité d'une centrale et réduire sa durée de vie).

³ Hirth L., Ueckerdt F. et Edenhofer O. (2015), « *Integration costs revisited – An economic framework for wind and solar variability* », *Renewable Energy*, vol. 74, p. 925-939.

plus irrégulière et une monotone de puissance plus « pointue » et éventuellement des pertes d'énergie lors de périodes de surproduction. Le reste du parc de production doit s'adapter à ces changements, notamment en augmentant les capacités de pointe et/ou les moyens de stockage. Son coût moyen de production (en €/MWh) augmente.

Dans notre évaluation, les coûts d'équilibrage et les coûts de réseau d'une part, et les coûts de profil d'autre part sont traités de manière différente : par évaluation exogène pour les premiers, de manière endogène dans la simulation de SimelSP pour les seconds.

2.1. Les coûts d'équilibrage et les coûts de réseau

Les coûts de réseau et les coûts d'équilibrage sont fortement dépendants à la fois des conditions initiales du réseau et du taux de pénétration de chaque technologie, mais de manière non linéaire. Le tableau 15 rappelle les taux de pénétration de l'éolien, onshore et offshore, et du PV, en toiture et en centrale, dans chaque variante :

Tableau 15 – Taux de pénétration de l'éolien et du photovoltaïque en 2050 dans la production d'électricité française pour les différents scénarios

Technologie	Référence	Proxy-AMS	ECNB	ECNH	EH	EB-NH	EH-NH	EB-NB	EH-NB
Éolien onshore	23,3 %	23,0 %	23,5 %	22,4 %	23,1 %	22,6 %	22,7 %	23,2 %	23,3 %
Éolien offshore	1,1 %	1,1 %	1,2 %	1,0v%	1,2 %	1,1 %	1,1 %	1,1 %	1,2 %
PV en centrale	19,2 %	18,9 %	19,2 %	18,6 %	18,8 %	18,8v%	18,7 %	19,1 %	19,0 %
PV en toiture	6,1 %	6,0 %	6,3 %	5,8v%	6,2 %	5,8 %	6,0 %	6,1 %	6,3 %

Source : France Stratégie

Nous nous basons sur les travaux de Samadi (2017) pour estimer les coûts de réseau et d'équilibrage correspondant. Le tableau 16 permet de comparer les différents coûts système, réseau et équilibrage, en millions d'euros, selon la variante retenue.

Mais la quantification des besoins d'extension et renforcement du réseau reste à ce jour peu documentée et très sensible au taux de pénétration des ERV, à leur répartition entre éolien, PV en centrale ou PV en toiture ainsi qu'à la géographie de leur implantation. Des éléments récents semblent indiquer que ces coûts de réseau pourraient avoir été sous-évalués dans la littérature. Aussi nous proposons une analyse de sensibilité dans l'[annexe 4](#), qui mesure le coût d'abattement et le coût marginal de l'électricité avec une multiplication par 10 des coûts de réseau par rapport à ceux que nous considérons dans le corps du texte. Une évaluation plus fine des coûts de réseau en hausse moyenne et basse tension devrait donc être réalisée par les gestionnaires de réseaux, qui disposent des outils de modélisation détaillée nécessaires.

Tableau 16 – Coûts système (équilibre + réseau) par technologie et par variante ou scénario en 2050

Technologie	Référence	Proxy-AMS	ECNB	ECNH	EH	EB-NH	EH-NH	EB-NB	EH-NB
Éolien onshore (€/MWh)	7,0	6,9	7,0	6,9	7,0	6,9	6,9	7,0	7,0
Éolien offshore (€/MWh)	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0
PV en centrale (€/MWh)	8,4	8,3	8,4	8,3	8,3	8,3	8,3	8,4	8,3
PV en toiture (€/MWh)	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0
Total pour le scénario (M€)	2 271	2 259	2 339	2 179	2 323	2 187	2 251	2 267	2 331
% du CT de chaque scénario	5,0 %	4,4 %	4,5 %	4,3 %	4,3 %	4,3 %	4,3 %	4,4 %	4,5 %

Source : France Stratégie

Sous cette réserve, les coûts d'équilibrage et de réseau sont très proches entre les scénarios Référence et Proxy-AMS, et entre Proxy-AMS et ses variantes. Cela est dû au fait que nous avons choisi de fonder nos évaluations sur des changements incrémentaux ou « à la marge » des taux de pénétration des ERV et du nucléaire dans les différentes variantes (pour mémoire, les incréments des variantes portent sur environ 1 % de l'ensemble de la production du mix électrique). Cependant, on observe bien que les coûts système augmentent à la fois avec la quantité d'électricité finale (variantes EH) et la quantité d'énergie renouvelable dans le mix (variantes NB).

2.2. Coûts d'équilibrage et de réseau, comparaison avec d'autres études

Nous comparons les coûts système unitaires car ils sont plus lisibles que des coûts système totaux, pour lesquels l'effet quantité pourrait fausser la compréhension. Nous rappelons que les coûts système calculés ici n'intègrent que les coûts de réseau et d'équilibrage puisque les coûts de profil sont intégrés aux LCOE sans être distingués par technologie.

Les coûts système de l'éolien onshore et offshore que nous obtenons sont proches de ceux qu'obtient l'AIE. En revanche, nous trouvons une valeur inférieure à celle de l'AIE pour le PV et nous ne comptabilisons pas de coûts système pour le nucléaire et les TAG-CC. Cela peut provenir du fait que l'AIE intègre encore les coûts de profil aux coûts système (avec une clé

de ventilation par technologie). Nous observons que l'OCDE¹ obtient un « coût système² » d'environ 8,3 €/MWh. Cependant, si l'OCDE utilise bien – comme ce rapport – la définition hors coût de profil des coûts système, elle calcule un coût par mégawattheure d'ERV. Afin de pouvoir comparer nos valeurs, nous devons donc calculer la moyenne pondérée du coût système pour notre scénario Proxy-AMS. Nous obtenons un coût moyen de 7,4 €/MWh d'ERV, ce qui est comparable à ce qu'obtient l'OCDE.

Tableau 17 – Coûts unitaires (équilibre et réseau) d'après l'AIE et l'OCDE et comparaison à nos résultats³

2040	Coûts système unitaires (€/MWh)		Coûts système pondéré (€/MWh d'ERV)	
	AIE	Proxy-AMS	OCDE	Proxy-AMS
Nucléaire	5	-		
Charbon	- 20	-		
Gaz CCGT	- 30	-	8,3	7,4
Solaire PV*	25	8,4		
Éolien onshore	5	7		
Éolien offshore	10	4		

* PV en centrale.

Source : France Stratégie

2.3. Une évaluation globale des coûts de profil par scénario ou variante

Dans les simulations avec le modèle SimelSP, les coûts de profil sont pris en compte dans les LCOE des solutions de stockage et de la boucle hydrogène décrite plus haut. Ils sont évalués globalement, pour chaque scénario ou variante, sans être ventilés par technologie.

Pour les coûts de profil, la méthode retenue est la suivante : les « LCOE au facteur de charge nominal » (calculés dans le point 1.1 *supra*) sont pondérés au prorata de la production de chaque technologie dans le mix de la variante considérée, ce qui donne un « LCOE agrégé au facteur de charge nominal ». On en déduit ce que coûterait, à ce coût

¹ Voir OCDE-AEN (2019), *The Costs of Decarbonisation...*, *op. cit.*, p. 121. Nous ne comparons ici nos coûts qu'à la colonne centrale « Main scenario », car c'est en effet celle qui correspond le plus à nos propres variantes : ils présentent tous environ 50 % d'ERV (solaire et éolien onshore, mais pas d'offshore), tiennent compte des interconnexions (IC) et de l'hydraulique. De plus, nous n'intégrons pas dans nos coûts système les coûts de profil, qui sont directement ajoutés aux LCOE via la boucle hydrogène. Nous ne comparons donc nos coûts système qu'à la somme « coûts de réseau + coûts d'équilibrage » présenté ci-dessus.

² Coûts système = coûts de réseau + coûts d'équilibrage.

³ L'AIE explique le fait que la VALCOE est inférieure au LCOE pour le gaz et le charbon par des gains de compétitivités. Voir AIE (s.d.), « *Techno-economic imputs – Fossil fuel resources* ». Voir aussi l'[annexe 2](#).

agrégé, la production électrique ainsi que les pertes de transports et distribution. On définit alors le coût de profil du système comme étant le différentiel entre ce résultat et le coût total du système (avant introduction des deux autres coûts système ci-dessus que sont les surcoûts d'équilibrage et de réseau). Ce différentiel correspond en effet aux pertes par écrêtement, aux pertes d'efficacité lors de la boucle hydrogène ou des stockages, ainsi qu'au coût des équipements correspondants. Le coût des batteries qu'il est nécessaire d'ajouter fait aussi partie des coûts de profil et apparaît *infra*, dans la figure 12.

Ces coûts de profil (en distinguant la composante batterie) représentent environ 20 % – et l'ensemble des coûts système un peu plus de 30 % – du coût global des différents scénarios (tableau 18 et également *infra* figure 12).

Tableau 18 – Décomposition du coût global dans les différents scénarios et variantes (en M€)

	Référence	Proxy-AMS	ECNB	ECNH	EB	EH	EBNH	EHNH	EBNB	EHNB
Surcoût de réseau et d'équilibrage	2 271	2 259	2 339	2 179	2 195	2 323	2 187	2 251	2 267	2 331
Coût batteries	0	1 310	1 310	1 310	1 075	1 544	1 193	1 427	1 193	1 427
Coûts de profil (hors batteries)	9 422	9 988	10 249	9 726	9 610	10 365	9 667	10 046	9 930	10 307
Perte de transport et distribution	2 504	2 874	2 881	2 868	2 816	2 932	2 842	2 900	2 848	2 906
Coût de production nominal	31 617	36 284	36 370	36 205	35 558	37 022	35 879	36 611	35 960	36 696
Total	45 815	52 715	53 149	52 287	51 255	54 187	51 768	53 235	52 198	53 668

Source : France Stratégie

3. La question des coûts externes

Les **coûts externes** sont définis comme les coûts résultant de l'activité humaine qui ne sont pas pris en compte par l'acteur du marché à l'origine de l'externalité. Par exemple, les dommages pour la santé dus aux particules polluantes provenant d'une centrale

électrique à combustibles fossiles sont des coûts externes. Différentes études ont tenté de quantifier les différents coûts externes recensés (Samadi, 2015¹) :

- coûts sociaux des émissions de GES émis sur le cycle de vie ;
- impacts de la pollution non liée aux gaz à effet de serre ;
- impact sur le paysage et le bruit ;
- impacts sur les écosystèmes et la biodiversité (au-delà de ceux liés au changement climatique) ;
- coûts externes liés aux émissions de radionucléides.

Les coûts externes de la production d'électricité ont été appréhendés dans la littérature économique via l'évaluation des effets sur l'environnement et la santé publique engendrés par les différents moyens de production d'électricité. Ils comprennent en général les coûts des dommages causés par le changement climatique qui dans notre cas sont déjà explicitement pris en compte, via la comparaison entre le coût d'abattement et la valeur de l'action pour le climat (VAC).

Ces coûts externes sont difficiles à identifier et à quantifier parce qu'il n'existe pas *a priori* de marché directement associé sur lequel leur prix peut être observé et parce que, dans de très nombreux cas, des interactions environnementales complexes et contingentes au lieu se produisent avant l'impact. En outre, de nombreux impacts négatifs sont incertains, localement éloignés de la source et/ou se produisent avec un retard important.

L'essentiel des estimations de coûts externes est fondé sur des applications de l'analyse d'impact sur le cycle de vie, établie notamment dans le cadre du projet européen ExternE à partir du début des années 1990². Les quantités de polluants (CO₂, So_x, No_x et autres particules) et les risques sont estimés grâce à une analyse de cycle de vie, et la quantification des effets sur la santé et l'environnement est réalisée grâce une fonction de dommage.

3.1. Les enseignements des études européennes ExternE

Les publications d'ExternE³ ont précisé de façon très détaillée les différents impacts et leur quantification, sans cependant fournir une liste finale pour chaque technologie de production d'électricité, de tous les impacts accompagnés de leur intensité par mégawattheure ; seule figure l'évaluation finale, en unités monétaires par kilowattheure.

¹ Samadi S. (2017), « [The Social Costs of Electricity Generation...](#) », art. cit.

² Commission européenne (2003), [External Costs. Research results on socio-environmental damages due to electricity and transport](#), Direction générale de la recherche, EUR 20198.

³ http://www.externe.info/externe_d7/

Cela ne permet pas d'actualiser facilement cette évaluation en utilisant, pour convertir les impacts en unités monétaires, les valeurs tutélaires proposées dans le rapport Quinet (2013)¹ et en calculant les valeurs tutélaires qui n'existent pas encore.

Dans la littérature, les coûts externes sont basés sur la prise en compte de trois catégories d'impacts associés à la production d'électricité :

- les coûts des dommages causés par le changement climatique associés aux émissions de gaz à effet de serre, qui sont explicitement calculés dans ce chapitre et distingués des autres coûts externes ;
- les coûts des dommages (tels que les impacts sur la santé, les cultures, les bâtiments etc.) associés à d'autres polluants atmosphériques (NO_x, SO₂, O₃, PM₁₀, NH₃) ;
- enfin, d'autres coûts sociaux non environnementaux pour les technologies de production d'électricité (bruit, utilisation de matériaux, risques d'accident).

Les coûts externes du nucléaire doivent être traités de manière spécifique et avec précaution, car seule une partie des externalités est incluse. Celles liées aux émissions radioactives et aux éventuels accidents nucléaires sont difficiles à estimer, en particulier parce que les risques associés aux accidents nucléaires correspondent à des impacts très importants, mais pour des événements à très faible probabilité d'occurrence.

Pour certains des impacts (sur les cultures, les matériaux), des prix de marché peuvent être utilisés pour évaluer les dommages. En revanche, pour les biens non marchands (notamment les dommages à la santé humaine), l'évaluation n'est possible que sur la base des dépenses de santé occasionnées ou du consentement à payer, qui dépend des préférences individuelles et collectives. Les valeurs monétaires recommandées dans ExternE sont issues de méta-analyses ou d'estimations robustes prises dans la littérature.

L'étude ExternE de 2005² indique un coût externe de la production d'électricité de 20 €/MWh pour la France, contre par exemple 600 €/MWh pour la République tchèque. Cela traduit les différences existant entre les mix de production d'électricité et donc dans les émissions de CO₂ et de polluants atmosphériques, ainsi que dans les risques d'accidents. Comme les coûts des émissions de CO₂ sont distingués des autres coûts externes dans ce chapitre afin de calculer le coût d'abattement, nous ne pouvons pas utiliser la mesure totale fournie par ExternE, qui conduirait à un double compte de la valeur des émissions de CO₂.

¹ France Stratégie (2013), *L'évaluation socioéconomique des investissements publics*, t. I, rapport du groupe de travail présidé par É. Quinet, septembre.

² Commission européenne (2005), *ExternE – Externalities of Energy. Methodology 2005 Update*, dirigé par P. Bickel et R. Friedrich, Luxembourg, Publications de l'UE, EUR 21951.

3.2. Des évaluations plus récentes

Le *Paul Scherrer Institute* a utilisé de manière systématique la méthode élaborée par ExternE pour calculer les coûts externes dans le cadre de travaux sur :

- des analyses multicritères¹. Sont distingués alors les coûts économiques, les coûts en matière d'environnement et de santé, et les coûts sociaux (emploi, risques, déchets). Les perturbations locales, telles que le bruit ou l'agrément visuel, qui sont particulièrement importantes pour les technologies hydroélectriques ou éoliennes, ne sont pas quantifiées ;
- des scénarios modélisés avec des modèles multi-régions (MARKAL)², pour mesurer l'effet de l'internalisation de ces coûts sur le choix du mix énergétique optimal.

Plus récemment, Samadi (2017)³ a effectué de nouvelles estimations sur la base d'une méta-analyse des résultats de la littérature. Sont alors identifiés les effets sur la santé de la pollution atmosphérique, les effets des éoliennes et de l'hydraulique sur le paysage et le bruit, les conséquences sur la biodiversité, et l'exposition à la radioactivité (en se basant sur les travaux d'ExternE). Les coûts externes obtenus pour chaque technologie sont assez faibles, inférieurs à 4 €/MWh quelle que soit la technologie considérée (sauf pour le charbon, pour lequel ils atteignent 14 €/MWh, en raison de la forte pollution atmosphérique).

L'approche a aussi été reprise⁴ et étendue à davantage d'impacts (prise en compte du coût de conversion des terres, notamment). Les coûts externes du système électrique pour la France (tableau 19), estimés à 5 \$/MWh environ, sont les plus faibles des pays du G20.

La prise en compte des coûts externes dans ce chapitre devrait d'abord exclure du calcul la partie liée aux émissions de CO₂, qui constituent l'objet de l'analyse. Elle devrait par ailleurs s'appuyer sur une actualisation de la façon dont sont en France évalués les dommages (Quinet, 2013).

Malgré la qualité et l'importance des efforts menés dans des programmes de recherche comme ExternE, la littérature existante reste ancienne et très souvent controversée. Une des conclusions robustes de ces études est néanmoins que les valeurs obtenues sont assez faibles pour les solutions qui ne sont pas basées sur les énergies fossiles (si l'on met de côté

¹ Hirschberg S., Dones R. et Gantner U. (2000), « [Use of external cost assessment and multi-criteria decision analysis for comparative evaluation of options for electricity supply](#) », *Frontiers Science Series*, vol. 1 (34), novembre, p. 289-296.

² Rafaj P. et Kyreos S. (2007), « [Internalisation of external cost in the power generation sector: Analysis with Global Multi-regional MARKAL model](#) », *Energy Policy*, vol. 35 (2), p. 828-843.

³ Samadi S. (2017), « [The Social Costs of Electricity Generation...](#) », art. cit.

⁴ Karkour S. Ichisugi Y. Abeynayaka A. et Itsubo N. (2020), « [External-Cost Estimation of Electricity Generation in G20 Countries: Case Study Using a Global Life-Cycle Impact-Assessment Method](#) », *Sustainability*, vol. 12 (5), mars.

la question des risques nucléaires). Il est aujourd'hui difficile de retenir des valeurs actualisées et robustes pour l'évaluation des coûts externes de l'électricité en France.

Tableau 19 – Coût externe maximum pour chaque technologie (\$/MWh)

Charbon	Gaz naturel (CC)	Pétrole	Éolien	Géothermie	Hydroélectricité	Nucléaire	Solaire
37	17	87	3	4	5	2	9

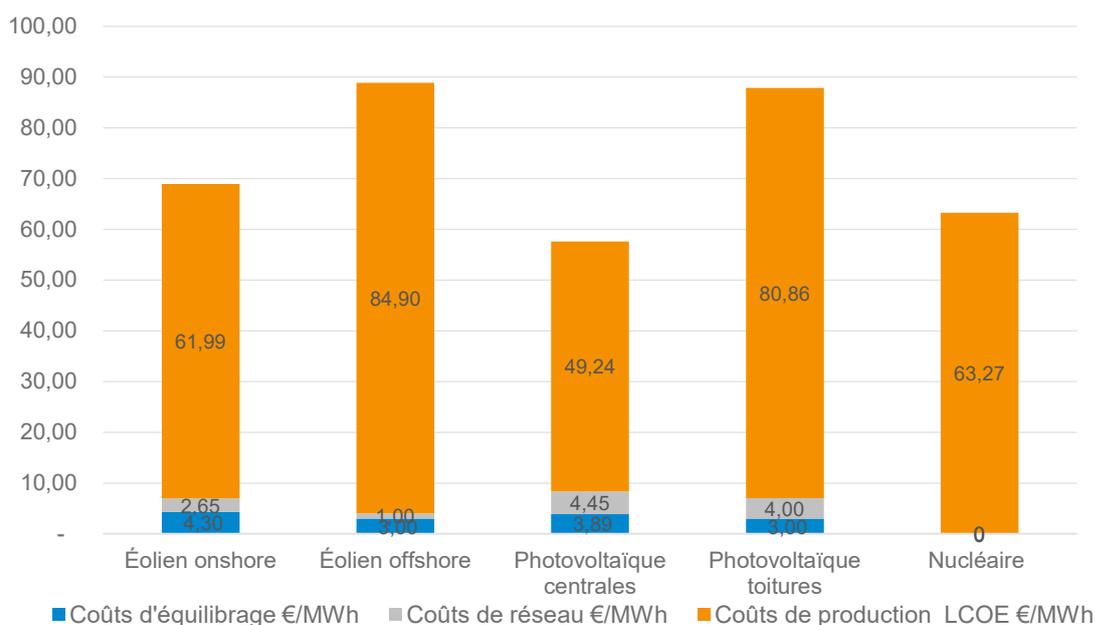
Source : Karkour et al. (2020)

4. Le coût total

4.1. Le coût unitaire

L'ajout des deux premiers coûts système (réseau et équilibrage) aux coûts de production effectifs (qui incluent les coûts de profil, troisième composante des coûts système) nous permet d'obtenir le coût total, qui, divisé par l'électricité consommée, fournit le coût par mégawattheure disponible. Ce coût prend donc en compte les pertes d'électricité. La figure 11, ci-dessous, illustre la décomposition des coûts totaux du solaire et de l'éolien pour le scénario Proxy-AMS et le tableau 20, qui suit, permet d'avoir une vue d'ensemble sur les différents coûts totaux entre les variantes.

Figure 11 – Décomposition des coûts totaux unitaires de l'éolien et du PV et comparaison au coût du nucléaire, Proxy-AMS, en €/MWh



Source : France Stratégie

**Tableau 20 – Coûts totaux unitaires pour chaque technologie et chaque variante
(en €/MWh)**

Technologies	Réf.	Proxy-AMS	EBNH	EHNH	EBNB	EHNB	ECNB	ECNH	EB	EH
Gaz	154	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Nucléaire	67	63	63	63	63	63	63	63	63	63
Éolien onshore	62	62	62	62	62	62	62	62	62	62
Éolien offshore	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85
PV en centrale	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49
PV en toiture	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81
Production H ₂	-	57	57	56	57	56	57	56	58	56
Méthanation	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16
Turbines à gaz CC	154	168	165	169	167	170	169	166	164	171
Méthanisation		115	115	115	115	115	115	115	115	115
Hydraulique	67	67	67	67	67	67	67	67	67	67

Source : France Stratégie

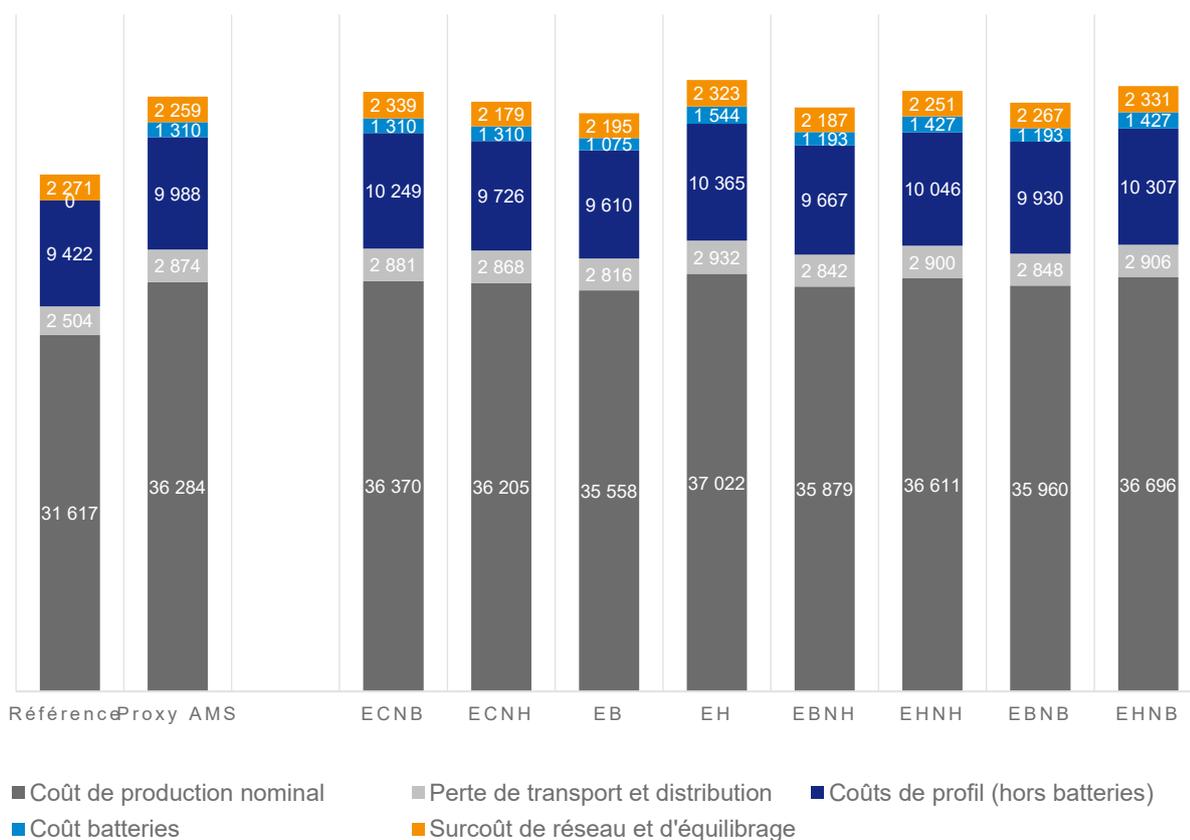
De plus, les coûts totaux unitaires diffèrent entre les variantes, pour plusieurs raisons :

- les facteurs de charge et l'écrêtement varient sensiblement selon les cas, ce qui provoque des modifications importantes des LCOE ;
- les coûts système ne varient pas de manière linéaire : en effet, ces coûts augmentent plus que proportionnellement à la quantité d'éolien et de solaire utilisée dans le mix énergétique. C'est ce qui explique que les coûts unitaires de ces technologies soient plus élevés pour les variantes dans lesquelles elles sont plus mobilisées.

4.2. Le coût total des variantes

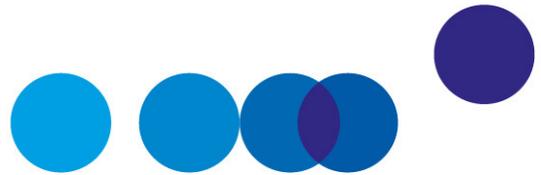
Le coût total de chaque variante est présenté dans la figure 12, qui précise aussi les montants provenant des coûts d'équilibrage et de réseaux, et des coûts de profil, en distinguant celui des batteries.

Figure 12 – Décomposition du coût total par variante en millions d'euros



Source : France Stratégie

On observe ici que les coûts de réseau et d'équilibrage représentent une part non négligeable, environ 5 %, du coût total, quelle que soit la variante choisie. Le coût total du scénario de référence est de 45 815 millions d'euros, le coût total de Proxy-AMS s'élève à 52 715 millions d'euros et ceux de ses variantes s'établissent entre 51 768 millions d'euros pour EBNH et 54 187 millions d'euros pour EH. On en déduit un coût de production moyen de l'électricité de 99 €/MWh dans le scénario Proxy-AMS, contre 86 €/MWh dans le scénario de référence. La décarbonation profonde du système électrique dans AMS entraînerait donc une augmentation d'environ 15 % du coût de production du système par rapport au scénario de référence.



CHAPITRE 5

CALCUL DES RÉDUCTIONS D'ÉMISSIONS ET DES COÛTS D'ABATTEMENT POUR CHAQUE VARIANTE

C'est à partir de cette évaluation des coûts totaux du système qu'il devient possible de calculer le coût d'abattement du secteur de l'électricité pour le scénario principal Proxy-AMS, ainsi que pour ses deux variantes à iso-consommation. Nous ne nous intéressons ici qu'aux coûts d'abattement à l'horizon 2050.

L'objectif est d'obtenir un coût d'abattement pour le scénario central Proxy-AMS. Les coûts d'abattement des deux variantes à électricité constante permettront ensuite d'analyser les variations de ce coût à la marge (avec plus ou moins d'ERV ou de nucléaire).

La différence entre le coût total du scénario central (ou des variantes ECNB et ECNH) et du scénario de référence mesure le surcoût (ou l'économie) induit par le choix d'un autre scénario ou variante. En divisant ce montant par le niveau des émissions du scénario de référence, nous obtenons donc un **coût d'abattement moyen en 2050** correspondant au scénario ou à la variante.

Comme indiqué plus haut, nous ne calculons le coût d'abattement que pour l'année 2050, dans une démarche « Greenfield », comme si le mix de 2050 était « créé » de toutes pièces. Le calcul des coûts de réduction des émissions pour le seul horizon de 2050 correspond évidemment à une simplification. Dans cette perspective, l'actualisation n'a pas à être prise en compte¹. **En revanche la démarche ne permet pas l'évaluation des coûts de l'ensemble de la trajectoire menant à la décarbonation en 2050.**

¹ Bien sûr, le CAPEX dans les LCOE suppose le calcul d'une annuité d'amortissement de l'investissement, à partir d'un taux d'actualisation ou d'un coût moyen pondéré du capital.

L'expression générale des coûts d'abattement est reprise de la [Partie 1 – Méthodologie](#) :

$$\sum_{t=0}^{n-1} \frac{CN_t}{(1+r_{SE})^t} = \sum_{t=0}^{n-1} \frac{CA_t \times (\Delta CO_{2e})_t}{(1+r_{SE})^t}$$

Avec une démarche « Greenfield » en 2050, elle devient :

$$\sum_{t=2050}^{2050} \frac{CN_t}{(1+r_{SE})^t} = \frac{CN_{2050}}{(1+r_{SE})^{2050}} = \sum_{t=2050}^{2050} \frac{CA_t \times (\Delta CO_{2e})_t}{(1+r_{SE})^t} = \frac{CA_{2050} \times (\Delta CO_{2e})_{2050}}{(1+r_{SE})^{2050}}$$

$$\Leftrightarrow CA_{2050} = \frac{CN_{2050}}{(\Delta CO_{2e})_{2050}}$$

Ce qui se réécrit :

$$CA_{2050} = \frac{\text{Surcoût du scénario } i \text{ par rapport au scénario de référence}}{\text{Émissions CO}_2 \text{ évitées grâce au scénario } i}$$

$$= \frac{\text{Coût total scénario } i. - \text{Coût total scénario de référence}}{\text{Émissions CO}_2 \text{ du scénario de référence} - \text{Émissions CO}_2 \text{ du scénario } i}$$

$i \in \{Proxy - AMS, ECNB, ECNH\}$

Les scénarios i n'émettant pas de CO₂, l'expression se simplifie comme suit :

$$CA = \frac{\text{Coût total scénario } i. - \text{Coût total scénario de référence}}{\text{Émissions CO}_2 \text{ du scénario de référence}}$$

Nous obtenons ainsi un coût d'abattement pour le scénario central et chaque variante, en euro par tonne de CO₂ évitée. La comparaison avec la VAC revient bien à supposer une approche en budget carbone¹ mais en supposant une valeur carbone constante après 2050². Par ailleurs, le fait que le coût d'abattement marginal soit inférieur à la VAC est une condition nécessaire pour justifier d'un investissement donné³. Cela peut aussi être une condition suffisante lorsque l'investissement n'est effectué qu'à la marge d'un système optimal.

¹ Et non pas seulement une approche par la méthode 3 telle que décrite dans la [Partie 1 – Méthodologie](#).

² Ce qui n'est pas sans fondements si les investissements en abattement mélangent de la dépollution et du découplage. Voir annexe de France Stratégie (2019), [La valeur de l'action pour le climat. Une valeur tutélaire du carbone pour évaluer les investissements et les politiques publiques](#), rapport de la commission présidée par A. Quinet, février, 187 p.

³ En toute rigueur, la comparaison pertinente est celle entre le coût total actualisé d'un projet marginal et la somme actualisée des émissions évitées pondérée par la VAC.

Tableau 21 – Coûts totaux, émissions abattues et coût d'abattement de nos variantes

	Proxy-AMS	ECNB	ECNH
Coût total (M€ 2015)	52 715	53 149	52 287
Surcoût par rapport au scénario de référence (M€)	6 900	7 334	6 473
Consommation (TWh)	532	532	532
Émissions abattues (MtCO _{2e})	18,7	18,7	18,7
Coût d'abattement (€/tCO_{2e})	370	393	347

Source : France Stratégie

Le coût d'abattement du secteur de l'électricité dans Proxy-AMS et par rapport au scénario de référence est donc estimé à 370 €/tCO_{2e}. Nous observons par ailleurs que les coûts d'abattement sont tous positifs. Cela signifie qu'entreprendre le changement de mix afin d'atteindre la neutralité carbone à l'horizon 2050 coûte entre 347 et 393 euros par tonne de CO₂ évitée dans le secteur électrique. Une variante à la marge du scénario Proxy-AMS (le passage de ECNH à Proxy-AMS ou celui de Proxy-AMS à ECNB) accroît de 6 % le coût d'abattement. Ces coûts d'abattement sont très inférieurs à la VAC¹ de 2050 (775 €/tCO_{2e}q). Il apparaît donc souhaitable d'entreprendre les changements correspondants du mix électrique. Deux facteurs expliquent le différentiel de coût total entre le scénario de référence et Proxy-AMS.

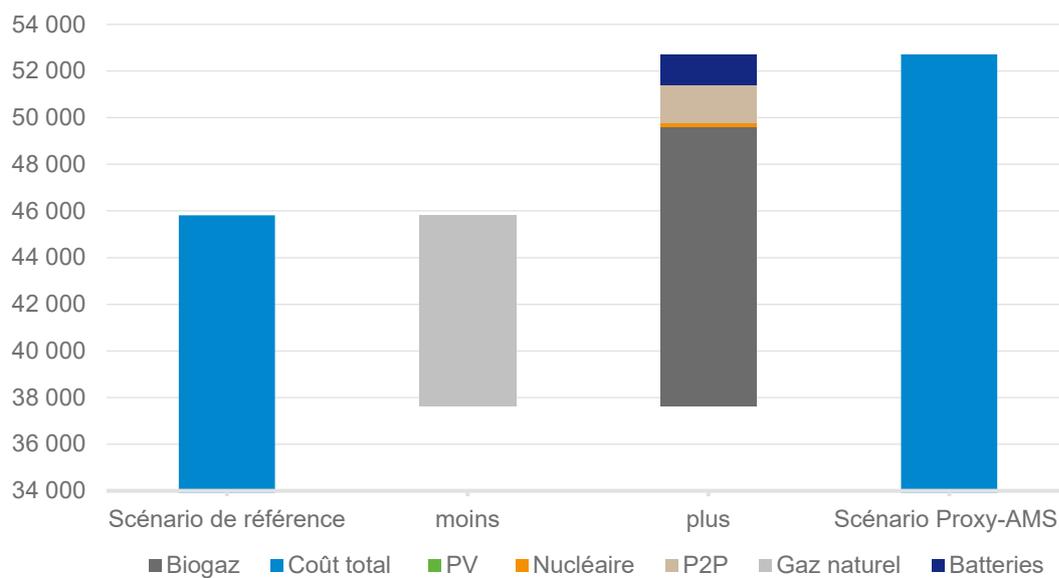
Le premier est le fait que la **production d'électricité à partir de gaz naturel, émettrice de GES mais bon marché, est remplacée par de l'électricité provenant des ERV avec méthanation ou de biomasse méthanisée.** En l'absence de prix du carbone, ces technologies sont plus onéreuses en termes de coût total que l'utilisation de turbines à gaz CCG (154 €/MWh pour le gaz naturel, contre 332 €/MWh pour la méthanation et 283 €/MWh pour la méthanisation). Ce changement de mix de production explique 79 % de la différence entre le coût total de ces deux scénarios. Les quantités de gaz consommées sont donc assez semblables (53 TWh dans le scénario de référence contre 47,5 TWh dans le scénario Proxy-AMS), mais le coût est beaucoup plus élevé car on passe d'un gaz « naturel » à un gaz « décarboné ».

Le second facteur provient des dispositifs de stockage/report de production et en particulier de l'utilisation de batteries : alors qu'il n'y en a pas dans le scénario de référence, la capacité est de 219 GWh dans le scénario Proxy-AMS. Même si elles permettent de meilleurs facteurs de charge, moins de pertes par écrêtement, et permettent

¹ France Stratégie (2019), *La valeur de l'action pour le climat...*, op. cit.

de réduire la quantité de biogaz mobilisée, elles entraînent un supplément de coût de 1 310 millions d'euros, qui explique 19 % de la différence entre le scénario Proxy-AMS et le scénario de référence.

Figure 13 – Décomposition du différentiel de coût entre les scénarios Proxy-AMS et de référence



Note : à gauche figure le coût du scénario de référence, à droite le coût de Proxy-AMS. Les colonnes intermédiaires, dites « moins » et « plus », représentent les différentiels de coûts entre les deux scénarios. L'ensemble des éléments figurent en valeur (€).

Source : France Stratégie

Nous avons testé la sensibilité du coût du scénario Proxy-AMS à la présence de batteries avec un scénario AMS avec moins de batteries (voir [annexe 5](#)). Sans ce coût des batteries, le coût total de Proxy-AMS est réduit de 1 309 millions d'euros, soit 51 405 millions d'euros, et le coût d'abattement est réduit de 19 % pour s'établir à 300 €/MtCO₂ (au lieu de 370 €/MtCO₂). Il faut noter que l'optimum dépend de la part du coût des batteries attribuée au système électrique, que nous avons affecté, par convention au prorata de leur usage énergétique pour chacun des secteurs.

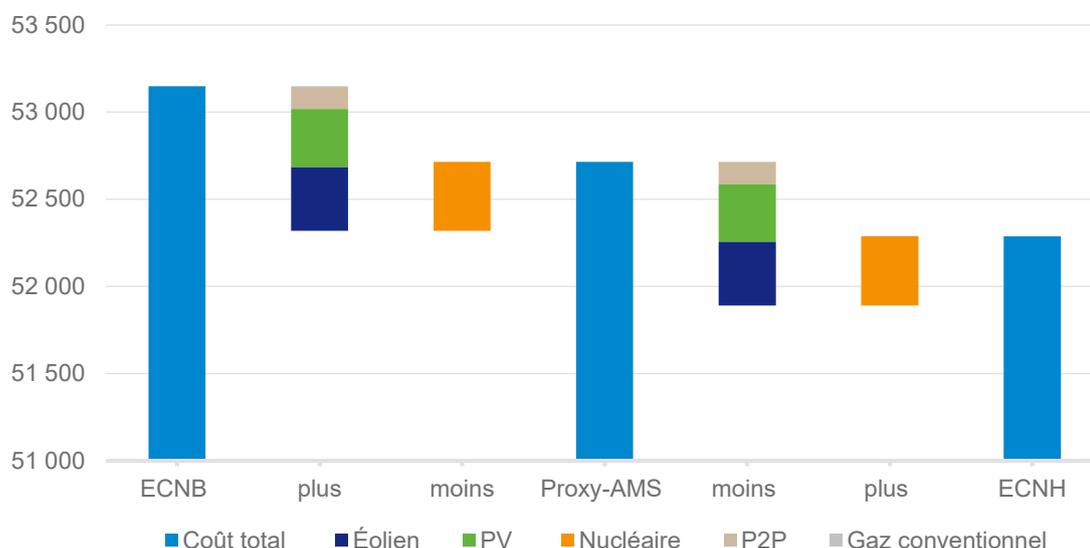
Le reste des différences s'expliquent par un coût total du nucléaire légèrement plus élevé dans Proxy-AMS que dans le scénario de référence : les moyens de stockage introduits (boucle hydrogène et batteries) permettent de mieux valoriser le nucléaire, qui est dès lors sollicité un peu plus que dans le scénario de référence. À CAPEX nucléaire strictement identique, un peu plus de coût variable de nucléaire permet d'économiser des coûts du gaz. Cela augmente légèrement le coût total, tout en réduisant le coût par kilowattheure.

Le scénario ECNH comprenant plus de nucléaire et moins d'ERV est le moins coûteux, tandis qu'à l'inverse et dans la même proportion, le scénario ECNB avec plus d'ERV et

moins de nucléaire est plus cher. Le scénario Proxy-AMS présente un coût d'abattement intermédiaire, entre ceux obtenus pour les scénarios ECNB et ECNH. Deux effets concomitants expliquent ces résultats (voir [annexe 9](#) pour une mesure précise de ces effets) : premièrement, un effet volume, c'est-à-dire la modification des quantités d'ERV et de nucléaire qui occasionne un changement de coût total même pour des coûts unitaires constants ; deuxièmement, un effet coût unitaire, qui se décompose à son tour en un effet « coût LCOE » et un effet « coût système ». Pour l'effet coût unitaire, en effet, d'une part les facteurs de charge des ERV et de la production de H₂ sont des fonctions décroissantes de la puissance installée : plus il y a d'ERV et de H₂ dans le mix, plus les facteurs de charge de chaque technologie sont bas et plus les LCOE sont élevés. D'autre part, les coûts système sont des fonctions croissantes de la quantité d'ERV installée : plus il y a d'ERV dans le mix, plus les coûts système augmentent.

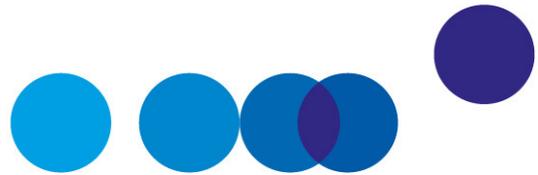
L'effet des pertes étant faible par rapport aux autres, nous avons fait le choix de ne pas en tenir compte dans notre analyse du coût d'abattement. Nous comparons deux à deux les différentes variantes, afin de mesurer les effets à l'œuvre et d'identifier ceux qui sont déterminants pour le coût de la décarbonation.

Figure 14 – Décomposition du différentiel de coût entre Proxy-AMS et les variantes à consommation constante



Source : France Stratégie

La sensibilité du coût d'abattement aux jeux de données utilisées pour le coût d'investissement des technologies est présentée dans l'[annexe 3](#). Nous observons que la variation des résultats est assez faible (moins de 2 % pour Proxy-AMS), que les données proviennent de l'AEN, de la Commission européenne ou de RTE.



CHAPITRE 6

CALCUL DU COÛT MARGINAL DE PRODUCTION DE L'ÉLECTRICITÉ POUR L'ÉLECTRIFICATION DES USAGES

En France, le mix électrique actuel est déjà très décarboné et ne génère qu'une vingtaine de MtCO₂¹ tandis que les autres énergies finales sont à l'origine de 300 MtCO₂ issues des fossiles. L'électrification d'usages énergétiques actuellement alimentés par des fossiles est donc un des leviers à privilégier. Deux enjeux dominant alors : d'une part, les transferts d'usages énergétiques en France afin de substituer des vecteurs décarbonés aux vecteurs issus des fossiles ; et d'autre part la question de l'impact du bilan des échanges entre la France et les autres pays européens, avec des exportations qui aujourd'hui contribuent à décarboner l'électricité des pays voisins.

Nous nous concentrons ici sur le premier point, celui portant sur l'électrification des usages énergétiques, également abordé dans les autres parties : *Partie 2 – Transports, Bâtiment, Industrie* (à paraître), etc. Pour évaluer les différentes solutions techniques d'électrification des usages – et pour calculer leur coût d'abattement – il faudra disposer de l'évaluation du supplément de dépense induit par les nouvelles consommations électriques : il s'agit du coût marginal de la production d'électricité. Par exemple, dans le secteur des transports, pour le véhicule électrique, il convient, du point de vue de la collectivité, de considérer :

- l'effet du coût de l'électricité, qui est plus élevé que celui des carburants fossiles (hors taxes), cela d'autant qu'il faut considérer le coût marginal, croissant avec la demande électrique totale alors que le coût des carburants dépend du marché mondial ;
- le surinvestissement à l'achat du véhicule, celui-ci étant cependant compensé par une efficacité très supérieure du moteur électrique ;

¹ Chiffre 2018, source RTE. Ce chiffre de 20 étant à comparer à une fourchette de 200 à 300 pour l'Allemagne.

- le fait que le véhicule électrique constitue aussi une opportunité majeure, dans une perspective systémique, pour contribuer à l'ajustement journalier et hebdomadaire de l'offre et de la demande électrique. Cet effet pourrait porter sur une puissance de l'ordre d'une quinzaine de gigawatts électriques en France en 2050, soit une contribution de premier plan à l'équilibre du système électrique.

Cet exemple illustre clairement la nécessité d'une approche intégrée pour une vision complète des coûts et bénéfices de l'électrification des usages, nécessaire au calcul du coût d'abattement. L'évaluation du coût marginal de l'électricité décarbonée doit donc permettre d'établir une fourchette de référence pour ce coût marginal, qui pourra être utilisée dans des secteurs comme les transports ou le bâtiment.

Ce coût marginal de long terme reste très incertain. Il est en effet fortement dépendant des hypothèses formulées, par exemple sur les potentiels à long terme des ressources énergétiques et leurs coûts. Il est donc d'autant plus important de bien établir les références en la matière, pour *a minima* rendre comparables entre elles les évaluations sectorielles du coût d'abattement.

Au-delà des incertitudes, l'usage de ce coût marginal souffre aussi de difficultés d'interprétation et, par exemple, les approches micro-sectorielles, ou *bottom-up*, sont parfois opposées aux approches intersectorielles, ou *top-down*. Ces difficultés méthodologiques ne doivent pas être mésestimées, mais à terme la maîtrise de la prospective sur les coûts énergétiques devrait permettre de réconcilier les deux types d'approche pour le calcul des coûts d'abattement (Finon, 2020¹).

Tous les scénarios de décarbonation du système énergétique publiés à ce jour prévoient une croissance en volume des vecteurs décarbonés. Dans ce contexte, l'anticipation du coût marginal de l'électricité et des gaz verts est fonction :

- de l'intensité escomptée des politiques de maîtrise de la demande qui déterminera le niveau de production nécessaire ;
- de la composition du mix électrique ;
- des hypothèses retenues en matière de coûts de production².

Calculer des coûts économiques et des émissions de CO₂ associées à l'électrification d'un usage spécifique (VE, électrolyse, chauffage, etc.) nécessite une méthode d'affectation

¹ Finon D. (2020), « Évaluer le coût des politiques climat-énergie à base de renouvelables. Du bon usage des modèles d'optimisation sectorielle », *Revue française d'économie*, 2020/2, vol. XXXV, p. 81-127.

² Effets d'apprentissage, potentiels en ressources renouvelables, capacité à mettre en œuvre la CSC, hypothèses retenues en matière de coûts système, coûts externes, d'échanges avec les pays limitrophes, d'interfaçage avec les secteurs consommateurs d'électricité et de gaz.

des coûts et émissions totales du parc de production d'électricité. Plusieurs approches peuvent être considérées :

- une approche « attributionnelle » qui repose sur la répartition des coûts et émissions des consommations à chaque instant ;
- une approche « incrémentale » qui repose sur l'évaluation de l'effet d'un incrément de consommation sur les coûts et émissions du système électrique et nécessite une hypothèse sur l'effet du niveau de consommation sur le parc de production, cette approche incrémentale peut être menée « à parc fixé » ou « à parc adapté ».

Nous avons retenu l'approche incrémentale à parc adapté, car elle permet de mesurer les conséquences du choix d'électrification sur le moyen et long terme. **Elle nécessite cependant de disposer d'une évaluation « incrémentale » de la variation du coût de production du système électrique provoqué par un surcroît de demande.** Seuls des modèles du système électrique intégrés permettent de rendre compte de tous les effets, en particulier si on intègre le profil temporel, journalier et saisonnier, de la demande électrique. **On peut l'approcher par l'intercomparaison des quatre variantes présentées ci-dessus, et leur mise en rapport avec le scénario central**, en écartant cependant certaines dimensions du problème, notamment le rôle des échanges intra-européens.

Les quatre variantes à consommations variables permettent en effet de calculer des coûts incrémentaux qui fournissent une approximation des coûts marginaux. Ces scénarios se distinguent de Proxy-AMS par une consommation plus ou moins élevée. Le coût marginal nous permet donc de savoir combien coûte en moyenne chaque mégawattheure d'électricité consommée supplémentaire par rapport au scénario Proxy-AMS.

Le coût marginal se calcule en rapportant le coût incrémental – ou différentiel de coût total – de chaque scénario (en millions d'euros) au différentiel de consommation (en TWh) :

$$\begin{aligned} \text{Coût marginal} &= \frac{\text{Coût incrémental du passage de Proxy AMS à la variante a, b}}{\text{Électricité consommée a, b} - \text{Électricité consommée Proxy AMS}} \\ &= \frac{\text{Coût total a, b} - \text{Coût total Proxy AMS}}{\text{Électricité consommée a, b} - \text{Électricité consommée Proxy AMS}} \\ & \quad a \in \{EH, EB, \quad EH+\}; b \in \{NH, NB, \emptyset\} \end{aligned}$$

Les coûts que nous obtenons sont détaillés dans le tableau 22. **Le principal résultat à retenir ici est le niveau du coût marginal de la variante EH, soit 129 €/MWh.** Il signifie que chaque mégawattheure supplémentaire entre Proxy-AMS et EH coûte 129 euros.

Tableau 22 – Coûts incrémentaux par variante¹ par rapport à Proxy-AMS

Variantes comparées à Proxy-AMS	Delta coût M€/AMS	Delta conso TWh/AMS	Coûts incrémentaux €/MWh
EBNH	- 947	- 6	166
EHNH	520	6	91
EBNB	- 517	- 6	90
EHNB	953	6	167
EH	1 472	11	129
EB	- 1 460	- 11	128

Source : France Stratégie

Ces résultats permettent de mettre en lumière l'importance du choix de la technologie mobilisée pour produire le kilowattheure supplémentaire d'électricité : si du nucléaire est utilisé pour produire l'électricité supplémentaire (passage de Proxy-AMS à EHNH ou passage de EBNB à Proxy-AMS), le coût marginal est presque deux fois plus faible que si ce sont les ERV qui sont mobilisées (passage de Proxy-AMS à EHNB ou passage de EBNH à Proxy-AMS).

On peut notamment remarquer que EHNB et EBNH sont des variantes onéreuses, car le recours supplémentaire aux ERV, nécessaire pour passer de EBNH à Proxy-AMS ou de Proxy-AMS à EHNB², notamment le recours à l'éolien onshore, est important et que les coûts système associés augmentent aussi de façon significative. Le coût élevé est aussi dû au coût de profil élevé induit par les énergies renouvelables, pour ces taux de pénétrations déjà élevés. Les scénarios avec nucléaire renforcé (soit EHNH et EBNB, car le passage de EBNB à Proxy-AMS se fait grâce à davantage de nucléaire, tout comme celui de Proxy-AMS à EHNH) en revanche ne se distinguent que par le recours plus important au nucléaire.

Ces écarts confirment le caractère non optimisé de Proxy-AMS et la faiblesse du coût marginal d'une augmentation du nucléaire donne une indication sur la façon d'optimiser le mix. Pour le coût marginal du kilowattheure, il faut considérer les scénarios EH et EB qui ne modifient pas sensiblement le mix. Cela conduit à conclure à une forte non-linéarité des résultats, avec un **coût marginal (129 €/GWh) de 30 % supérieur au coût moyen du système électrique (99 €/GWh)**.

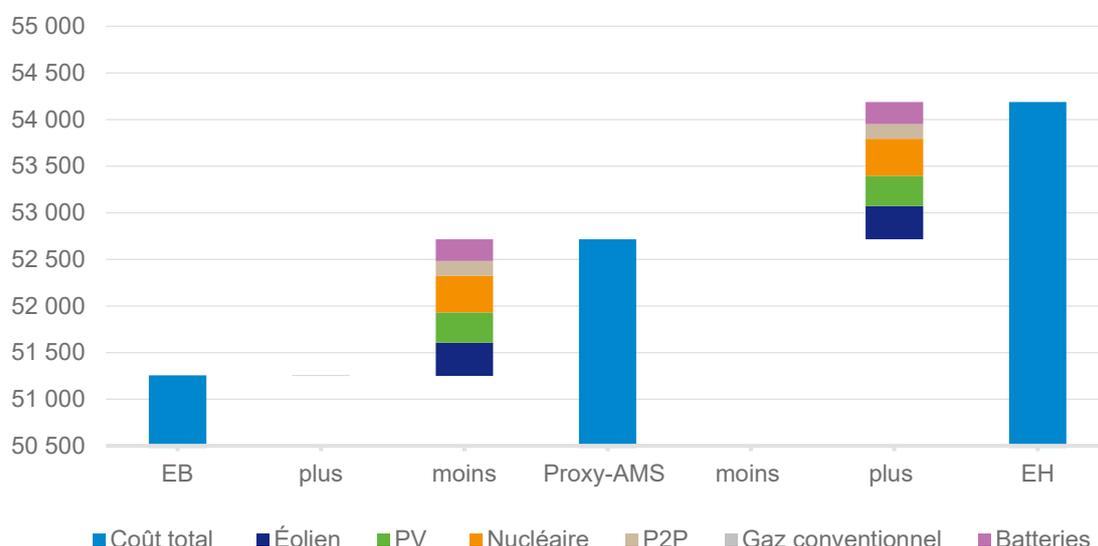
¹ On rappelle que ces dernières sont décrites *supra*, dans le point 4.2 du chapitre 3.

² Voir la description des variantes *supra*, dans le point 4.2 du chapitre 3. En particulier, le passage de EBNH à Proxy-AMS implique bien de mobiliser beaucoup d'ERV.

Les conclusions permettent d'identifier trois points principaux :

- si on obtient bien des coûts incrémentaux de l'électricité s'élevant sensiblement au-dessus du coût moyen sur la base du scénario EH (difficultés d'accès à certaines ressources en particulier, mais aussi coûts système), cet exercice a montré que néanmoins **ces valeurs peuvent devenir beaucoup plus faibles (inférieures même au coût moyen) si c'est l'électricité d'origine nucléaire qui augmente** ;
- **la sensibilité de ce coût marginal aux hypothèses formulées.** En particulier, on observe l'imbrication étroite du système électrique et du secteur des transports avec l'importance de l'effet synergique des batteries¹. En particulier, il apparaît ici impossible de ne pas distinguer le coût marginal de l'électricité pour un usage mobilisant des batteries susceptibles d'être mobilisées pour le *Power to Grid* versus un usage électrique hors batteries. Cela souligne combien les politiques qui seront mises en œuvre dans le futur concernant les batteries seront déterminantes ;
- En creux réapparaît ici le point selon lequel **le profil horaire et saisonnier d'une demande électrique additionnelle est susceptible d'influer sensiblement sur le coût marginal pour le système électrique répondant à cette demande**, qui n'implique pas seulement une production additionnelle, mais aussi une réallocation éventuelle des moyens de production et de stockage.

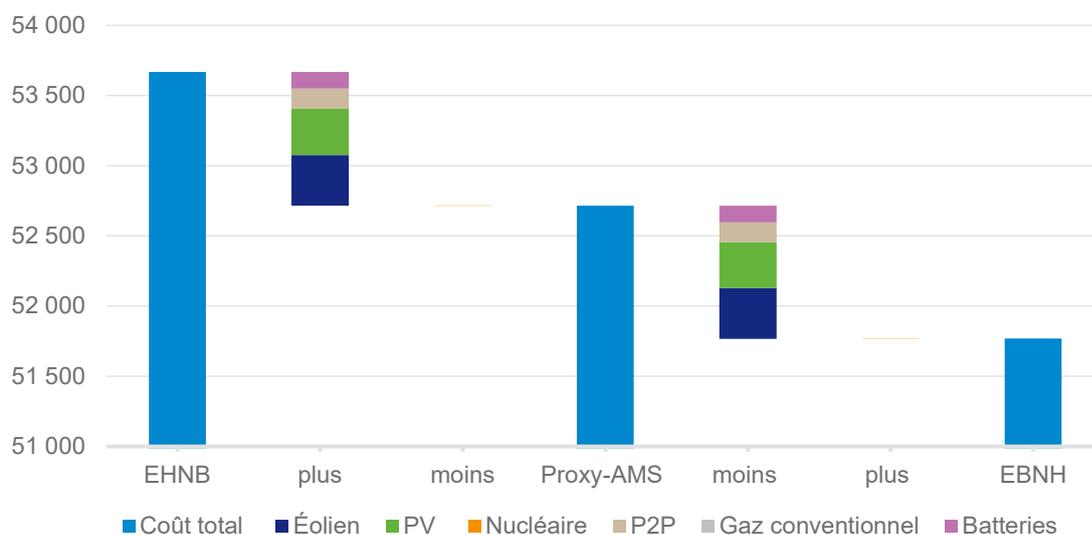
Figure 15 – Comparaison des coûts totaux entre Proxy-AMS, EH et EB



Source : France Stratégie

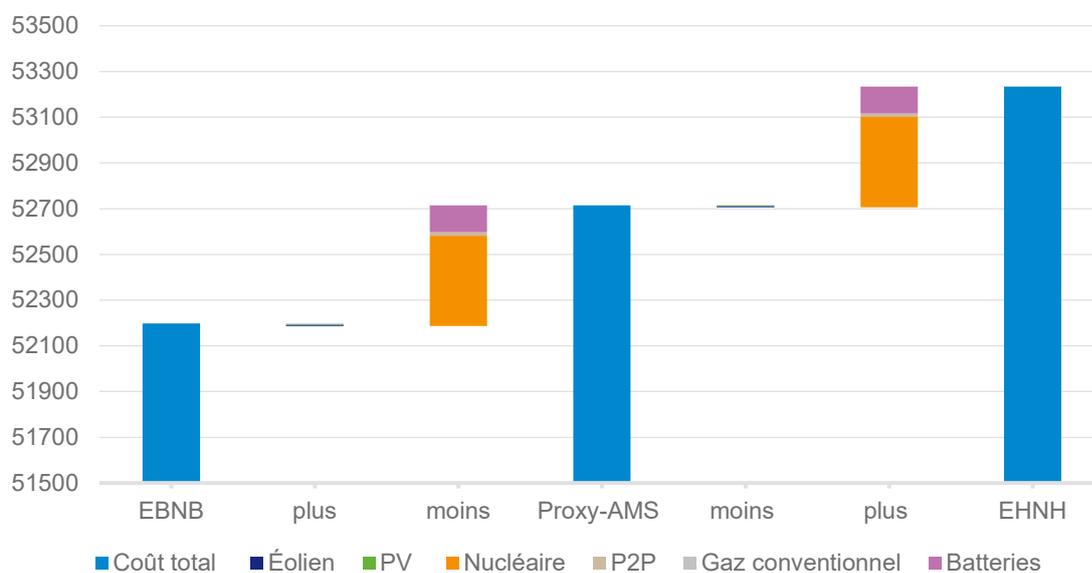
¹ Ce résultat est conforme à Hoarau Q. et Perez Y. (2019), « [Network tariff design with prosumers and electromobility: who wins, who loses?](#) » *Energy Economics*, vol. 83, septembre, p. 26-39, qui montre qu'un développement suffisant des véhicules électriques permettrait de stabiliser le tarif de l'électricité.

Figure 16 – Comparaison des coûts totaux entre Proxy-AMS et les variantes EHNB et EBNH

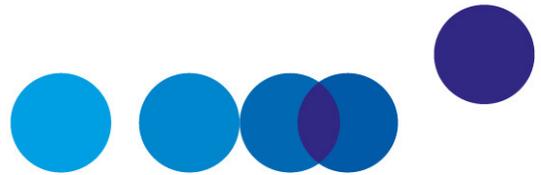


Source : France Stratégie

Figure 17 – Comparaison des coûts totaux entre Proxy-AMS et les variantes EHNH et EBNB



Source : France Stratégie



CHAPITRE 7

SENSIBILITÉ AU MIX DE PRODUCTION ET AUX COÛTS DES TECHNOLOGIES

Dans ce chapitre, nous évaluons la robustesse des résultats en modifiant deux hypothèses-clés relatives, d'une part, au mix de production et, d'autre part, aux coûts des technologies, projetés à l'horizon 2050. En ce qui concerne le mix de production, nous proposons de calculer le coût d'abattement pour une nouvelle configuration du mix, que nous qualifions de « éolien renforcé », car elle correspondrait à une part plus importante à l'éolien offshore. Cette version est déclinée à la fois dans le scénario de référence et le scénario compatible avec l'AMS, que nous notons toujours « Proxy-AMS ».

Par ailleurs, comme il existe de fortes incertitudes relatives aux coûts des technologies, notamment à leur composante CAPEX, il est nécessaire d'évaluer la sensibilité du coût d'abattement et du coût marginal de l'électricité à ces coûts des technologies. Nous considérerons donc des jeux d'hypothèses avec des LCOE moins élevés pour les renouvelables et plus élevés, symétriquement, pour le nucléaire.

1. Sensibilité au mix de production d'électricité renouvelable : une version « éolien renforcé »

Les versions « éolien renforcé » du scénario de référence et de Proxy-AMS sont obtenues en modifiant le mix initialement retenu de la façon suivante :

- **la puissance installée de PV est fortement réduite**, passant de 132 GW à 65 GW. En conséquence, le facteur de charge du PV se trouve augmenté, et la part du PV en toiture par rapport à celle du PV en centrale est réduite. La production d'électricité d'origine photovoltaïque représente finalement 26 % de la production d'origine renouvelable (hors hydroélectricité) dans le scénario de référence et 24 % dans le scénario Proxy-AMS (dans lequel il y a de surcroît une contribution de la méthanation) ;

- **la proportion d'éolien maritime est très fortement augmentée**, la capacité passant de 3 GW à 40 GW. Comme il est impossible d'ajuster à la baisse le facteur de charge suite à cette modification (car on sort du domaine de la courbe Puissance/FC initialement paramétrée), on doit garder en tête que ce scénario est optimiste quant au potentiel d'éolien maritime. La production d'électricité éolienne offshore représente alors 39 % de la production d'origine renouvelable (hors hydroélectricité) dans le scénario de référence et 36 % dans le scénario Proxy-AMS ;
- pour conserver exactement la même production d'électricité d'origine renouvelable, il en résulte un **ajustement à la baisse de l'éolien terrestre**, dont la capacité passe de 65 GW à 36 GW (sans non plus d'ajustement du facteur de charge). La production d'électricité éolienne onshore correspond alors à 35 % de la production d'origine renouvelable (hors hydroélectricité) dans le scénario de référence et à 32 % dans le scénario Proxy-AMS.

On peut remarquer dans le tableau 23 ci-dessous que le scénario de référence « éolien renforcé » est mieux ajusté à la demande d'électricité car il y a moins d'appel à la flexibilité via les capacités thermiques, et l'écrêtement passe de 32 TWh à 12 TWh. En corollaire de ce moindre écrêtement pour la même production, le P2P fonctionne beaucoup plus souvent, ce qui aboutit à une production de 7 TWh (contre 5 dans la version initiale). Il en résulte un fort impact sur le biogaz, dont la consommation n'est plus que de 28 TWh, contre 42 TWh dans la version initiale.

Le scénario de référence est plus cher dans cette version, en raison du coût élevé de l'éolien offshore. En revanche, le scénario Proxy-AMS a un coût moins élevé dans cette version, car il y a moins de distorsion quotidienne à corriger provenant du PV, ce qui permet de réduire sensiblement les besoins en biogaz. Il en résulte une réduction du différentiel de coût entre le scénario de référence et Proxy-AMS. Cependant, dans le scénario de référence de cette version « éolien renforcé », les émissions sont de 14 MtCO_{2e}, contre 19 MtCO_{2e} pour la version initiale.

L'effet total conduit à une augmentation du coût d'abattement. Cette nouvelle version aboutit ainsi à un coût d'abattement de 405 €/tCO_{2e} (tableau 24), pas très éloigné néanmoins (+ 9 %) de celui calculé avec notre mix initial, qui favorisait l'électricité d'origine photovoltaïque plutôt qu'éolienne offshore. De même, les écarts de coût d'abattement pour des modifications à la marge du mix (ils sont de +/- 7 % dans les scénarios ECNH et ECNB), sont très proches de ceux obtenus avec le mix de production initial.

Enfin, on peut remarquer que les CAPEX et OPEX des ERV ne jouent aucun rôle (et celui du nucléaire un rôle très marginal) dans la comparaison entre le scénario de référence et Proxy-AMS. Il en est de même dans les variantes qui modifient la proportion de nucléaire. Cela explique que le coût incrémental de l'électricité soit très peu différent de celui obtenu dans la version initiale.

Tableau 23 – Bilan électrique par scénario et par technologies, en TWh

Technologies	Référence	Proxy-AMS	ECNB	ECNH
Gaz	39	0	0	0
Nucléaire	186	210	203	217
Éolien onshore	106	106	109	103
Éolien offshore	118	118	122	115
PV en centrale	69	69	71	67
PV en toiture	12	12	12	11
Électrolyse + méthanation + turbines à gaz CC	0	7	7	7
Méthanisation + turbines à gaz CC	0	28	28	28
Hydraulique	60	60	60	60
Total électricité produite	589	609	611	607
Perte de transport/distribution	42	42	42	42
Perte d'écrêtement	13	4	4	3
Perte de conversion/stockage	3	4	4	4
Électricité électrolysée	0	28	29	27
<i>Différence électricité produite et consommée</i>	<i>57</i>	<i>77</i>	<i>78</i>	<i>75</i>
Total électricité consommée	532	532	532	532

Note : on rappelle que les variantes ECNB et ECNH sont obtenues à partir du scénario AMS en gardant les mêmes quantités d'électricité consommée et en modifiant le mix électrique pour obtenir un scénario avec une part d'ERV renforcée et moins de nucléaire (ECNB) et un scénario avec un peu plus nucléaire et un peu moins d'ERV (ECNH), voir *supra* chapitre 3, point 3.4.

Source : France Stratégie

Tableau 24 – Coûts totaux, émissions abattues et coût d'abattement de nos variantes dans le cas d'une version « éolien renforcé »

	Proxy-AMS	ECNB	ECNH
Coût total (M€ 2015)	52 524	52 905	52 152
<i>Surcoût par rapport au scénario de référence (M€)</i>	<i>5 497</i>	<i>5 878</i>	<i>5 125</i>
Consommation (TWh)	532	532	532
Émissions abattues (MtCO _{2e})	14	14	14
Coût d'abattement (€/tCO_{2e})	405	433	378

Source : France Stratégie

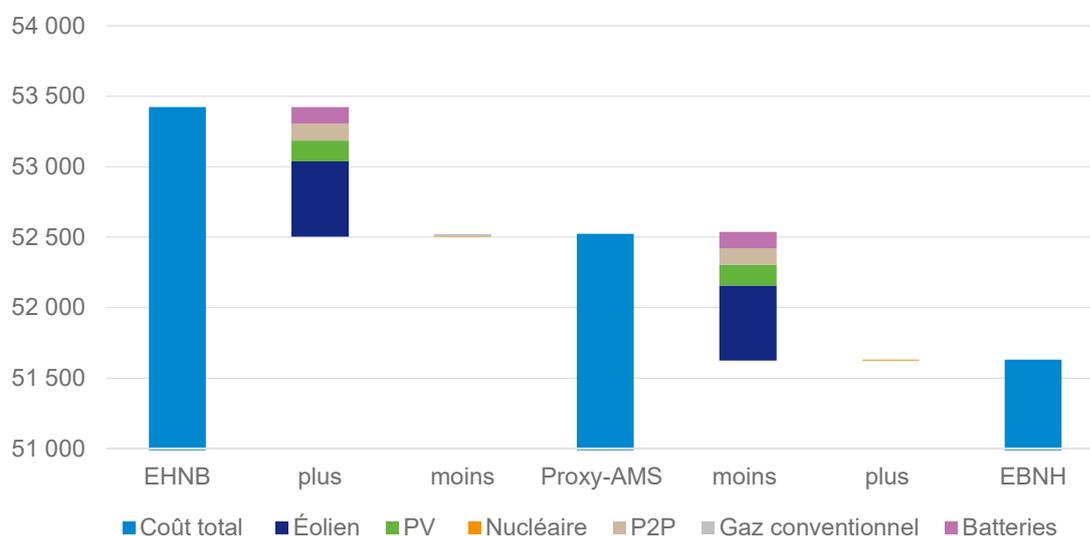
Tableau 25 – Coûts incrémentaux par variante¹ par rapport à Proxy-AMS

Variantes comparées à Proxy-AMS	Delta coût M€/AMS	Delta conso TWh/AMS	Coûts incrémentaux €/MWh
EBNH	- 894	- 6	156
EHNH	520	6	91
EBNB	- 518	- 6	91
EHNB	898	6	157
EH	1 417	11	124
EB	- 1 409	- 11	123

Source : France Stratégie

Pour les variantes modifiant la production d'ERV (EHNB et EBNH), la figure 18 montre que le différentiel à l'AMS est constitué de 60 % d'éolien et de 16 % de PV dans la version « éolien renforcé ». Pour cette raison, un ajustement des CAPEX et OPEX de ces ERV n'aurait que peu de conséquences pour le calcul du coût marginal de production de l'électricité. En revanche, les moyens de stockage au sens large (partagés ici à 50 % entre P2P et batteries) représentent 26 % du différentiel à l'AMS dans la version « éolien renforcé » : si dans cette version les productions saisonnières sont mieux ajustées à la demande, il reste en effet la forte variabilité hebdomadaire de l'éolien qui doit être compensée.

Figure 18 – Comparaison des coûts totaux entre Proxy-AMS et les variantes EHNB et EBNH



Source : France Stratégie

¹ On rappelle que ces dernières sont décrites *supra*, dans le point 4.2 du chapitre 3.

2. Sensibilité aux coûts des technologies

Les LCOE des technologies de production de l'électricité à l'horizon 2050 – notamment leur composante CAPEX – sont marquées de très fortes incertitudes. Par ailleurs, des rapports récents (AIE, 2021¹, RTE, 2021²) font état de LCOE différents de ceux que nous avons utilisés. Afin de proposer des résultats mis à jours compte tenu de ces nouvelles hypothèses et d'assurer une meilleure comparabilité avec les calculs menés par exemple par RTE (2021), nous proposons ici une approche exploratoire, consistant à réduire de x % le LCOE de toutes les renouvelables (sauf l'hydroélectrique) et accroître celui du nucléaire du même pourcentage. Nous étudierons le cas x = 20 puis celui de x = 50.

Dans un premier temps, les LCOE de l'éolien offshore, de l'éolien onshore, du PV en centrale, du PV en toiture, de la production d'hydrogène et de la méthanation ont été réduits de 20 % et simultanément le LCOE du nucléaire a été augmenté de 20 %. Comme ces variations de coûts affectent le scénario de référence comme le scénario complètement décarboné, le coût d'abattement s'en trouve assez peu affecté, passant à 362 €/tCO_{2e}, contre 370 €/tCO_{2e} sous les hypothèses initiales des coûts.

Tableau 26 – Coûts d'abattement pour x = 20

	Proxy-AMS	ECNB	ECNH
Coût total (M€ 2015)	51 546	51 764	51 333
<i>Surcoût par rapport au scénario de référence (M€)</i>	<i>6 765</i>	<i>6 984</i>	<i>6 552</i>
Consommation (TWh)	532	532	532
Émissions abattues (MtCO _{2e})	19	19	19
Coût d'abattement (€/tCO_{2e})	362	374	351

Source : France Stratégie

En comparaison avec les résultats obtenus avant la modification de 20 % des LCOE, le coût marginal de l'électricité est plus élevé dans les scénarios mobilisant, pour la fourniture d'électricité supplémentaire, plus de nucléaire (EHNH, EBNB) et réduit dans ceux mobilisant plus d'ERV (EBNH, EHNB). Dans le cas des scénarios mobilisant à la fois davantage de nucléaire et d'ERV, le coût marginal est légèrement réduit (de 3 %).

¹ AIE (2021), *Net Zero by 2050...*, op. cit.

² RTE (2021), *Futurs énergétiques 2050...*, op. cit.

Tableau 27 – Coûts incrémentaux pour x = 20

Variante comparée à AMS	Delta coût M€/AMS	Delta conso TWh/AMS	Coûts incrémentaux €/MWh
EBNH	- 811	- 6	142
EHNH	599	6	105
EBNB	- 595	- 6	104
EHNB	816	6	143
EH	1 414	11	124
EB	- 1 403	- 11	123

Source : France Stratégie

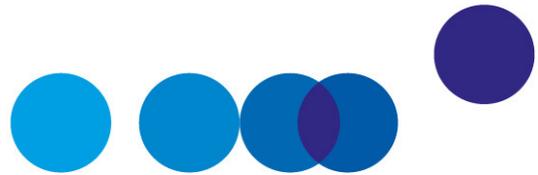
Pour x = 50, le coût d'abattement est de nouveau assez peu affecté, mais on peut observer que ce n'est plus dans le scénario comportant plus de nucléaire (ECNH) que la décarbonation est la moins coûteuse, mais au contraire dans celui comportant plus de renouvelables (ECNB). Nos résultats conduisent à penser que dans le mix retenu initialement, la part de 30 % pour le nucléaire est inférieure à ce que serait un optimum strictement économique du système. Cette part pourrait cependant être trop élevée si les coûts avérés du nucléaire étaient supérieurs de 35 % à 40 % et ceux des renouvelables inférieurs de 35 % à 40 %, par rapport aux hypothèses retenues.

Tableau 28 – Coûts d'abattement pour x = 50

	Proxy-AMS	ECNB	ECNH
Coût total (M€ 2015)	49 791	49 687	49 901
Surcoût par rapport au scénario de référence (M€)	6 562	6 458	6 671
Consommation (TWh)	532	532	532
Émissions abattues (MtCO _{2e})	19	19	19
Coût d'abattement (€/tCO_{2e})	352	346	357

Source : France Stratégie

Enfin, l'annexe 4 présente les résultats des calculs de coût d'abattement et de coût marginal de l'électricité sur la base de différentes sources pour les données de LCOE.



CONCLUSIONS

Dans cette troisième partie, nous avons proposé une évaluation des coûts d'abattement dans le secteur électrique ainsi que du coût incrémental de l'électricité, pour un secteur complètement décarboné. Nous avons adopté une démarche « Greenfield » pour l'horizon 2050, en définissant un scénario de référence encore partiellement carboné, proche de l'AMS mais comportant 50 % de renouvelables variables, 30 % de nucléaire, 10 % d'hydraulique et 10 % de gaz naturel.

Nous avons par ailleurs supposé que le passage du scénario de référence à un scénario totalement décarboné est réalisé grâce à deux leviers :

- l'introduction de moyens de stockage (batteries électriques, boucle hydrogène avec électrolyse-méthanation-TAG) permettant de mieux valoriser le potentiel de production décarbonée (ERV et nucléaire) – dont les capacités installées demeurent inchangées – et ainsi de réduire le besoin en gaz, d'environ 20 % ;
- le remplacement du gaz naturel résiduel par du biogaz de méthanisation.

L'originalité de la démarche réside dans la prise en compte de l'ensemble des coûts, y compris les coûts système. En particulier, les coûts de profil sont appréhendés à partir de la variation des facteurs de charge, qui sont estimés grâce à une modélisation du système électrique. Ce modèle, bien que simplifié, reste suffisamment détaillé pour simuler l'équilibre offre-demande sur un pas horaire pour une année représentative.

Dans ce cadre d'analyse, plus la part d'ERV est importante, plus les coûts de profil le sont également, en raison d'un écrêtement et/ou d'un besoin de stockage accru. Notamment, le besoin en capacités pilotables permettant de pallier l'absence de production des ERV, augmente à certains moments de l'année. Ces effets entraînent une baisse des facteurs de charge de l'ensemble des filières de production et font augmenter les coûts. Les coûts d'équilibrage et de réseau sont intégrés de façon approchée, mais en prenant toutefois en compte le degré de pénétration des renouvelables.

Les enseignements du scénario Proxy-AMS

Le coût d'abattement est obtenu en rapportant le différentiel de coût global au différentiel d'émissions dans le scénario de référence et dans le scénario décarboné. Nous obtenons un coût d'abattement de 370 €/tCO₂ pour un scénario compatible avec le scénario AMS de la SNBC. L'essentiel de ces coûts provient du remplacement du gaz naturel par des substituts décarbonés : électrolyse suivie de méthanation et biogaz de méthanisation. Le scénario étudié prévoit un recours significatif aux batteries des véhicules électriques, dont le coût est supposé imputé en partie aux utilisateurs des véhicules et en partie au système électrique, par convention au prorata de l'usage énergétique. Ces dernières permettent de réduire le besoin en gaz de 6 TWh, mais elles sont coûteuses. Dans l'hypothèse sans batteries (le biogaz assure alors l'équilibre offre-demande), le coût d'abattement descend à 300 €/tCO₂.

Le coût d'abattement est plus faible lorsqu'on s'éloigne du scénario Proxy-AMS en augmentant la part du nucléaire. En revanche, pour un coût du nucléaire 50 % plus élevé et un coût des renouvelables 50 % plus faible, ce résultat s'inverse : accroître la part de renouvelable par rapport au scénario Proxy-AMS réduit le coût d'abattement. Cela suggère que dans le mix retenu initialement, la part de 30 % pour le nucléaire est inférieure à ce que serait un optimum strictement économique du système, compte tenu des hypothèses retenues pour les coûts des technologies. Cependant, cette part pourrait être trop élevée si les coûts avérés du nucléaire étaient de 30 % à 40 % plus élevés et ceux des renouvelables 30 % à 40 % inférieurs à ceux que nous avons utilisés.

Le coût moyen de production pour le scénario décarboné est de l'ordre de 100 €/MWh (soit 14 €/MWh de plus que dans le scénario de référence). À titre de comparaison, le coût moyen de production en France aujourd'hui est de l'ordre de 60 €/MWh¹. Ces niveaux suggèrent une évolution annuelle de l'ordre de 1,7 % par an d'ici 2050. Ce niveau de coût assez élevé par rapport au niveau actuel, que ce soit dans le scénario décarboné ou de référence, s'explique par la disparition du nucléaire historiquement peu coûteux et son

¹ En effet : le coût moyen de production facturé par les fournisseurs en France est aujourd'hui de l'ordre de 50 €/MWh. Voir la publication du CGDD (2017), « [Bilan physique et monétaire de l'électricité 2011-2015 : une dépense de plus de 50 milliards d'euros en 2015](#) », *DataLab – Énergie*, ministère de la Transition écologique et solidaire, septembre, p. 8. Compte tenu du fait que le coût de fourniture inclut les coûts de commercialisation, on peut considérer que la part « production » est légèrement inférieure à 50 €/MWh. Ces coûts évoluant à la hausse, on peut supposer qu'ils sont aujourd'hui de l'ordre de 50 €/MWh. Voir également la [Délibération n° 2020-174](#) de la CRE (juillet 2020). Il faut y ajouter le coût associé aux subventions pour la production d'électricité d'origine renouvelable, qui est de l'ordre de 5 milliards d'euros (voir Sénat [2020], [Projet de loi des finances pour 2021](#), Avis n° 139 de D. Gremillet, novembre) soit, ramené à la consommation totale, environ 11 €/MWh.

remplacement par un nouveau nucléaire plus cher, ainsi que par des coûts de profil des ERV qui deviennent significatifs pour un taux de pénétration de 50 %.

Le coût marginal de l'électricité correspond au coût additionnel – y compris en investissements, car on suppose que le parc serait adapté – qu'il faudrait consentir en 2050 pour satisfaire un incrément de demande d'électricité, rapporté à la quantité d'énergie correspondante. Le coût marginal dépend de la nature des moyens mobilisés pour la satisfaire (notamment nucléaire *versus* ERV).

Dans le cadre des hypothèses initiales, si pour satisfaire la demande additionnelle, on accroît les capacités d'ERV, le coût marginal est de l'ordre de 160 €/MWh. Si au contraire, on s'autorise à accroître les capacités nucléaires pour y répondre, le coût marginal devient inférieur au coût moyen, autour de 90 €/MWh. Dans un cas moyen, où la hausse de la demande s'accompagne d'une hausse de l'ensemble des moyens côté offre, le coût marginal prend une valeur intermédiaire (130 €/MWh) qui demeure au-dessus du coût moyen.

Les enseignements des études de sensibilité et des variantes

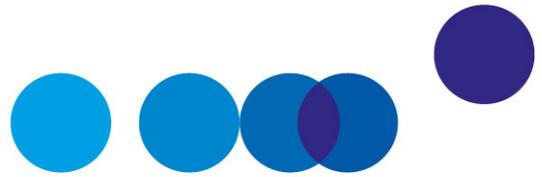
À l'horizon 2050, les incertitudes sont multiples, ce qui impose des analyses de sensibilité. Nous avons notamment conduit l'analyse avec différentes sources de données pour les coûts d'investissement dans le nucléaire et les ERV. Les coûts d'abattement obtenus sont très robustes, avec des variations inférieures à 2 % autour des 370 €/tCO₂. Ce résultat n'est pas surprenant. En effet le calcul du coût d'abattement passe par la comparaison des coûts de deux scénarios qui, pour ce qui concerne les moyens de production décarbonés (nucléaire, ERV), sont identiques. En effet la décarbonation passe essentiellement par la substitution du gaz fossile résiduel présent dans le scénario de référence.

En revanche si l'on s'autorise à prendre un mix différent (ERV *versus* nucléaire) dans le scénario décarboné, l'impact sur le coût d'abattement devient plus sensible. Ainsi produire plus (ou moins) 3 % de nucléaire réduit (accroît) ce coût d'abattement d'environ 6 %. Enfin, si nous avons pu apporter un soin particulier à la prise en compte des coûts de profil, il n'en est pas de même pour les autres coûts système pour lesquels il n'existe à ce jour pas d'évaluation fiable. Nous avons choisi des valeurs initialement faibles, puis étudié les conséquences de coûts de réseau et d'équilibrage dix fois plus élevés. Le coût d'abattement est peu affecté, car les coûts de réseau interviennent dans les deux scénarios qui ont le même mix. Par contre, le coût marginal peut s'accroître de 40 %.

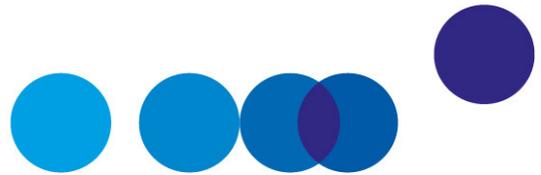
Une décarbonation du système électrique efficiente en regard de la valeur de l'action pour le climat

Ces résultats suggèrent que la décarbonation du secteur électrique est tout à fait faisable, au regard de la VAC à l'horizon 2050. Les scénarios choisis n'ont pas la prétention de représenter une solution optimale. Néanmoins, il apparaît que le coût de l'électricité sera significativement plus élevé en 2050 qu'aujourd'hui. L'électrification massive de certains usages semble accessible, mais à un coût relativement élevé et qui dépendra des choix technologiques qui seront faits pour le mix électrique.

Les travaux présentés appellent certainement à de meilleures évaluations des coûts de réseau, de la flexibilité des différentes sources de production d'électricité et des coûts de mise en œuvre des leviers de décarbonation que constituent le stockage de l'électricité (batteries et électrolyse-méthanation) et la production de biogaz. Les coûts de profil devraient en outre être affinés par une modélisation plus poussée et éventuellement en tenant compte du rôle des interconnexions.



ANNEXES



ANNEXE 1

MEMBRES DE LA COMMISSION

Président

Patrick Criqui, directeur de recherche émérite CNRS, UMR GAEL, université Grenoble Alpes

Secrétariat

Bérengère Mesqui, coordinatrice, France Stratégie

Stéphane Crémel, Direction générale du Trésor

Maxime Gérardin, France Stratégie

Olivier de Guibert, Commissariat général au développement durable

Silvano Domergue, Commissariat général au développement durable

Boris Le Hir, France Stratégie

Aude Pommeret, France Stratégie

Alice Robinet, France Stratégie

Membres

Émilie Alberola, directrice Innovation et Recherche, Eco'Act

Yasmine Arsalane, Agence internationale de l'énergie

Emmanuel Combet, ADEME

Dominique Bureau, délégué général, Conseil économique pour le développement durable (CEDD)

Antoine Dechezleprêtre, OCDE

Jean-Guy Devezeaux de Lavergne, I-Tesé

Matthieu Glachant, professeur d'économie, Mines Paristech

Joseph Hajjar, Direction générale de l'Énergie et du Climat

Jan Horst Keppler, professeur d'économie, université Paris-Dauphine

David Marchal, ADEME

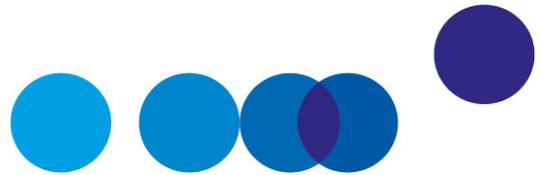
Yves Marignac, Association Négawatt

Andrew Prag, Agence internationale de l'énergie (AIE)

Yannick Pérez, CentraleSupélec

Cédric Philibert, université Paris-Dauphine

Philippe Quirion, CNRS-CIRED



ANNEXE 2

TROIS ÉTUDES DE RÉFÉRENCE POUR L'ANALYSE DES COÛTS DES SYSTÈMES ÉLECTRIQUES

Ademe (2019) : Trajectoires d'évolution du mix électrique 2020-2060

Méthodologie

La méthodologie employée est celle d'une étude technico-économique permettant de tester différentes trajectoires possibles pour le système énergétique français.

Principales hypothèses

- Scénarisation ciblée de certaines filières ; avant 2030, la trajectoire d'ERV est fixée, ensuite l'optimisation est libre (avec toutefois un rythme de déploiement maximal) ;
- sont optimisés à la fois la cible et le chemin pour y parvenir (avec des défaillances inférieures à 2h) ;
- l'approche adoptée est une approche système et non pas technologie par technologie ;
- le taux d'actualisation est de 2,5 % ;
- on conserve la capacité de génération thermique ;
- le scénario de demande est compatible avec la SNBC (avec une flexibilité assez importante) ;
- il existe une variante P2X, *Power to (gas-liquid)* ;

- l'impact du mix européen (qui n'est pas connu de manière très détaillée) est important pour les exportations ;
- des hypothèses sont également faites sur les LCOE (€/MWh) prenant en compte le progrès technologique. Par exemple : PV grandes toitures 41-62, éolien terrestre 24-46 à l'horizon 2050, etc.

Hypothèses sur le périmètre des coûts

Les CAPEX considérés intègrent les coûts de raccordement et les coûts dédiés au réseau de répartition (reliant le réseau Très Haute Tension aux postes-source) ; les coûts des éoliennes marines prennent en compte des coûts associés de renforcement du réseau de transport (on estime que ce sont essentiellement ces ERV qui impacteront ledit réseau). Par ailleurs, les réductions réalisées hors de la France sont prises en compte. Une telle approche est compatible avec les scénarios proposés par RTE¹.

Résultats

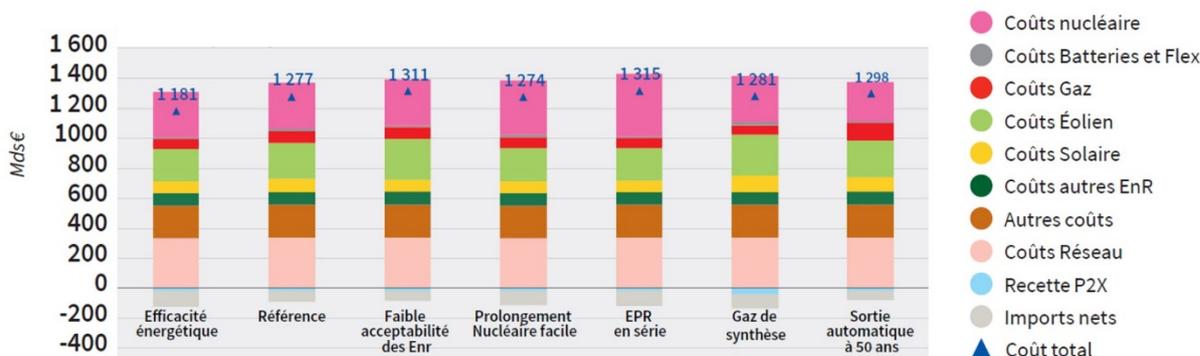
Après optimisation des capacités installées et du *dispatch* horaire, on obtient le coût total du système électrique. En tout, il y a 10 scénarios avec des jeux d'hypothèses différents. Le coût du MWh augmenterait un peu en début de projection mais avec finalement environ 10 % de réduction à l'horizon 2060. Il y a d'abord beaucoup d'exportations, grâce au parc nucléaire puis aux ERV, mais celles-ci disparaissent à l'horizon 2050-2060 (alors que le mix européen est devenu très renouvelable). **La flexibilité de la demande proviendrait essentiellement des ballons d'eau chaude sanitaire et du véhicule électrique.** On part de 18 Mt d'émissions de CO₂ en 2020 pour atteindre 0-7 Mt en 2060 selon les cas, mais l'action en France permettrait aussi de décarboner les autres pays européens, à hauteur de 5 % de leur propre décarbonation, l'essentiel de leur décarbonation provenant de l'évolution de leurs propres mix électriques.

La figure 18 présente les coûts complets pour différents scénarios considérés. La catégorie « Autres coûts » contient en particulier les coûts liés à la contribution au service public de l'électricité (CSPE) historique et les coûts du parc de production

¹ Thomas Veyrenc et Cédric Léonard (RTE), « Systèmes électriques et émissions de CO₂ », présentation lors du groupe de travail coût d'abattement, du 28 novembre 2019 à France Stratégie. Ils soulignent que la France est très exportatrice et que, dans certains scénarios considérés par RTE, elle exporterait encore davantage, ce qui contribue à la décarbonation du système européen. La France a une capacité de production décarbonée très importante entre le nucléaire et les ERV, et à faible coût variable. Cependant, les résultats dépendent du contexte européen : il est possible que la France aille à la neutralité carbone dans une Europe qui n'y va pas (ce qui affecterait beaucoup les imports/exports). Il est donc intéressant de rechercher des stratégies robustes qui soient valables que l'Europe suive ou non.

hydraulique. Par ailleurs, la trajectoire « Efficacité énergétique » ne prend pas en compte les coûts liés aux travaux d'efficacité énergétique.

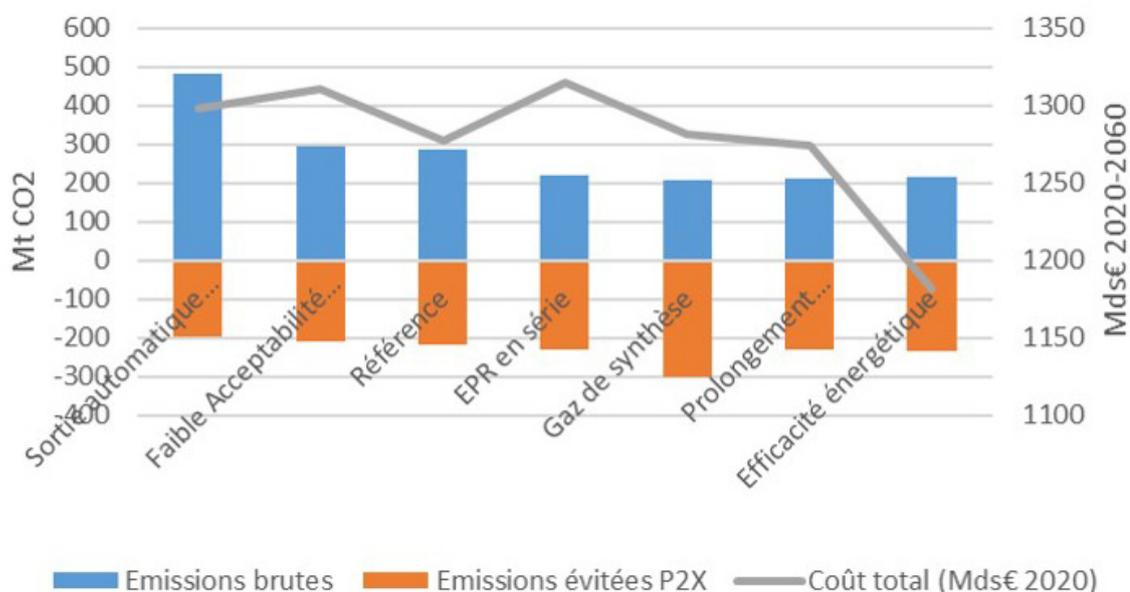
Figure A1 – Coût complet par trajectoire



Source : Ademe (2019), Trajectoires d'évolution du mix électrique français 2020-2060

La figure A2 représente sur le même graphique les coûts de la figure A1 avec les réductions d'émissions associées avec chaque scénario. Enfin, le tableau A1 permet de comparer les *différentiels* de coût (par rapport à une sortie automatique en 2050) et les réductions d'émissions. Elle précise aussi la part des réductions qui provient du PtoX et l'effet sur les émissions européennes.

Figure A2 – Réductions d'émissions et coût complet



Source : Ademe (2019), Trajectoires d'évolution du mix électrique français 2020-2060

Tableau A1 – Réductions d'émissions et différentiel de coût

Description	Émissions en France (MtCO ₂)	Émissions en Europe (MtCO ₂)	Émissions totales (EU + FR) (MtCO ₂)	Émissions évitées par « PtoX » en France	Émissions totales défalquées du « PtoX » (MtCO ₂)	Différentiel en MtCO ₂ (par rapport à la 1 ^{re} ligne)	Coût total (Mds€ 2020)	Différentiel de coût (*) (Mds€ 2020)	Coût d'abattement en €/MtCO ₂
Sortie automatique à 50 ans	480	9 100	9 580	199	9 381	0	1 298	0	
Faible acceptabilité des EnR	295	9 000	9 295	209	9 086	- 295	1 311	13	44
Référence	285	8 900	9 185	218	8 967	- 414	1 277	- 22	- 53
EPR en série	220	8 800	9 020	229	8 791	- 590	1 315	17	29
Gaz de synthèse	205	8 800	9 005	301	8 704	- 677	1 281	- 17	- 25
Prolongement nucléaire	210	8 700	8 910	232	8 678	- 703	1 274	- 24	- 34
Efficacité énergétique	215	8 600	8 815	235	8 580	- 801	1 181	- 117	- 146

(*) valeur négative = action sans regret *versus* première ligne.

Source : Ademe (2019), Trajectoires d'évolution du mix électrique français 2020-2060 ; *calculs France Stratégie*

Selon les scénarios, le coût total sur la période 2020-2060 serait compris entre 1 180 milliards d'euros et 1 315 milliards d'euros, respectivement pour les scénarios « efficacité énergétique » et « EPR en série ».

Il est alors possible de calculer un coût d'abattement pour chaque scénario de l'ADEME (Faible acceptabilité des ERV, Référence, EPR en série, etc.) à partir de ce tableau en prenant pour scénario initial la « Sortie automatique à 50 ans » (première ligne). En se fondant sur la méthodologie du calcul du coût d'abattement définie plus bas, le calcul que nous faisons est le suivant :

$$CA_{2050} = \frac{\text{Coût total scénario x} - \text{Coût total scénario initial}}{\text{Émissions CO2 du scénario initial} - \text{Émissions CO2 du scénario x}}$$

Ce qui donne¹ par exemple pour la seconde ligne par rapport au scénario « initial » qui est la sortie automatique à 50 ans :

¹ Nous avons ici converti la colonne « Différentiel de coût » en millions d'euros 2020. Il faut de plus faire attention à prendre la valeur opposée à celle de la colonne « Différentiel en MtCO₂ », pour correspondre à notre méthodologie (voir chapitre 5).

$$CA_{2050} = \frac{\text{CT scénario "Faible acceptabilité des ERV"} - \text{CT scénario "Sortie automatique à 50 ans"}}{\text{Émissions CO2 "Sortie automatique à 50 ans"} - \text{Émissions CO2 "Faible acceptabilité des ERV"}}$$

$$CA_{2050} = \frac{13\,000}{295} = \mathbf{44,07 \text{ €/tCO}_2}$$

Les coûts d'abattement de chacun des scénarios de l'Ademe sont très inférieurs à ceux que nous obtenons (voir chapitre 6). Il faut cependant rappeler qu'ils prennent en compte l'échelle européenne et non uniquement française.

CIREN (2021) : « Low-carbon technologies for the French power sector; what role for renewables, nuclear & CCS? »¹

Méthodologie

Optimisation simultanée des coûts d'investissement et de fonctionnement du système électrique. Minimisation par la puissance publique du coût total sous contrainte de la demande. Celle-ci est exogène, d'après Ademe pour 2050, sans d'élasticité prix et sans management de la demande.

Scénarios étudiés

- CSC non disponible
- Nucléaire non disponible
- Ni CSC ni nucléaire disponibles
- Toutes technologies disponibles

Hypothèses générales

- optimisation « Greenfield » (point de départ : aucune installation électrique) ;
- information parfaite ;
- demande rigide et connue à l'avance (Ademe 2050) ;
- taux d'actualisation 4,5 % ;
- année météo : 2006 ;

¹ Article de P. Quirion et B. Shirizadeh (2021) publié dans *Energy Economics*, vol. 95 (issue C).

- biogas & hydro : contraintes ;
- contraintes supplémentaires pour les réserves¹ ;
- les barrages sont considérés comme déjà installés ;
- les technologies considérées comprennent l'hydrogène et la méthanation.

Périmètre des coûts

- prends en compte les coûts fixes et les coûts variables de chaque technologie ;
- coût de réseau : coûts de connexion seulement et quote-part courante pour le renforcement ;
- intègre un coût social du carbone dans les coûts ;
- valeurs pour les coûts et les efficacités reprises de : i. JRC (2017), *Cost development of low carbon energy technologies* ; ii. JRC (2014), *Energy Technology reference indicator projections for 2010-2050* ; iii. Union européenne (2016), « Report on the annual accounts of the Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking for the financial year 2015 », *Official Journal of the European Union*, C 473, p. 47-56 ; iv. Schmidt O. et al. (2019), « Projecting the Future Levelized Cost of Electricity Storage Technologies », *Joule*, vol. 3 (1), janvier, p. 81-100.

Résultats

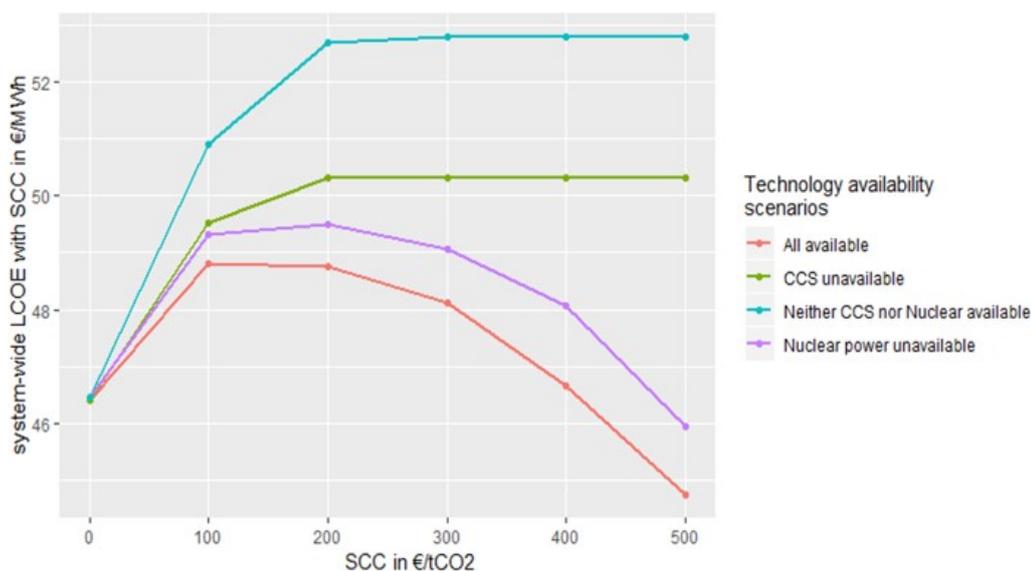
Les résultats du modèle donnent un mix optimal en fonction du prix du carbone. On aurait toujours (dans le scénario central de coûts) environ 75 % de renouvelables. Pour les 25 % restant, le mix est constitué de gaz naturel + nucléaire pour un prix du carbone nul. Quand le prix augmente (100-300 €/tCO_{2e}), ce mix devient gaz naturel + CSC + nucléaire et pour un prix au-delà de 500 €/tCO_{2e}, la combinaison gaz naturel + CSC disparaît et seul le nucléaire serait conservé car la CSC s'accompagne d'émissions résiduelles. Pour le stockage, lorsque le prix du carbone est faible, seul le pompage hydraulique (STEP) et les batteries sont utilisées ; lorsque le prix augmente, la méthanation avec CSC se développe afin de valoriser l'électricité de source renouvelable excédentaire.

Les résultats donnent également les coûts par technologie. On peut remarquer que la méthanation + CSC aurait un coût négatif quand on intègre la valorisation au prix du carbone des émissions évitées. Le mix apparaît très sensible aux coûts des technologies,

¹ Il y a trois types de réserves secondaires en fonction de leur vitesse d'activation, qui va de 30 secondes à plus de 15 minutes. L'usage de ces réserves secondaires dépend de leur vitesse d'activation. Elles permettent d'éviter une panne générale, viennent en complément des ERV ou permettent d'équilibrer le système.

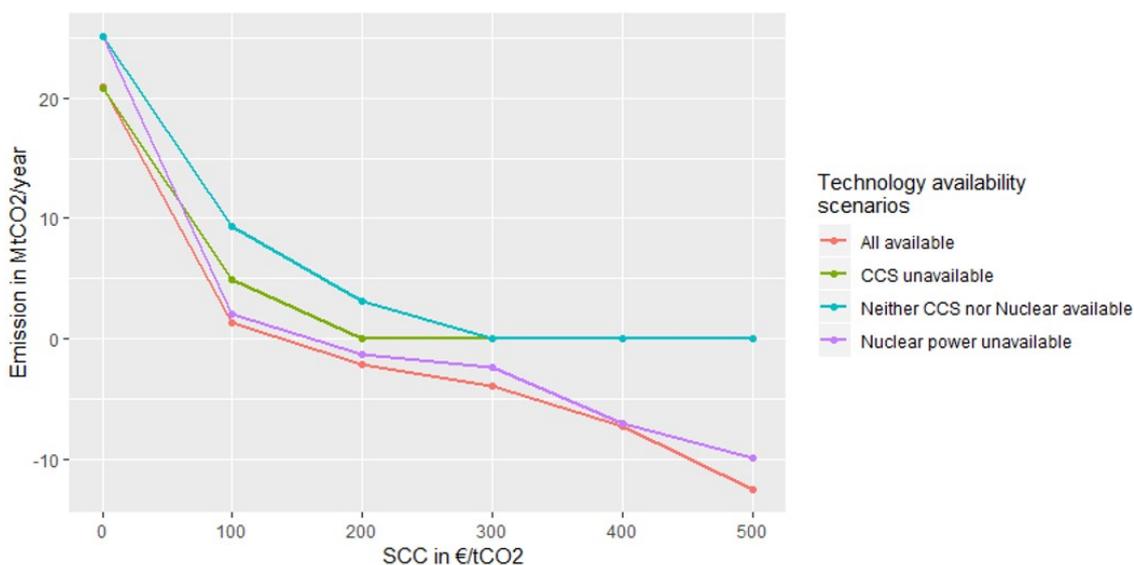
ce qui renforce l'intérêt des études de sensibilité du mix énergétique aux jeux d'hypothèses sur les coûts des technologies. Les figures ci-dessous illustrent les LCOE complet et les réductions d'émissions en fonction des scénarios retenus.

Figure A3 – LCOE-système selon quatre scénarios de disponibilité des technologies (y compris valorisation de la CSC)



Source : Quirion P. et Shirizadeh B. (2021), « Low-carbon technologies for the French power sector; what role for renewables, Nuclear & CCS? », CIRED

Figure A4 – Réductions d'émissions selon quatre scénarios de disponibilité des technologies



Source : Quirion P. et Shirizadeh B. (2021), « Low-carbon technologies for the French power sector; what role for renewables, Nuclear & CCS? », CIRED

On peut aussi calculer un « **coût d'abattement unitaire par tranche de prix du carbone** » et donc une approximation du coût marginal, d'où le terme *marginal cost* ci-après, même si le coût marginal du carbone est exactement le *Social Cost of Carbon* (SCC). C'est ce que décrit le tableau A2, avec pour la tranche supérieure (un prix du carbone de 400-500 €/t) un coût moyen de 167 €/t. On observe donc un écart d'un facteur trois entre le coût d'abattement moyen et le coût d'abattement marginal.

Tableau A2 – Coût en fonction du coût social du carbone

Coût social du carbone (€/tCO ₂)	Émissions nettes (MtCO ₂)	Coût technique (bn. €)	Coût incluant le coût social du carbone (Mds €)	Coût marginal (€/t)
0	20.92	19.6	19.6	
100	1.28	20.49	20.61	45
200	- 2.09	21.01	20.59	154
300	- 3.9	21.49	20.32	265
400	- 7.25	22.6	19.7	331
500	- 12.56	25.18	18.9	486

Source : Quirion P. et Shirzadeh B. (2021), « Low-carbon technologies for the French power sector; what role for renewables, Nuclear & CCS? », CIRED

OCDE-AEN (2019) : *The Costs of Decarbonisation: System Costs with High Shares of Nuclear and Renewables*¹

Méthodologie

L'étude évalue les coûts de fourniture d'électricité de systèmes électriques à faible teneur en carbone et permettant d'atteindre des réductions d'émissions conformes aux objectifs de l'Accord de Paris. Ces réductions sont de 61 % par rapport aux 12 GtCO₂ actuellement émis par les pays de l'OCDE (soit une diminution de 7,3 GtCO₂) et elles supposent une baisse de la teneur en carbone de l'électricité de 430 gCO₂/kWh à 50 gCO₂/kWh².

Le concept de VALCOE (*Value Adjusted Levelized Cost Of Electricity*) introduit par l'AIE constitue une innovation qui résulte de la volonté de prendre en compte l'ensemble des coûts des différentes filières, au-delà des seuls coûts de production. Les coûts système

¹ OCDE-AEN (2019), *The Costs of Decarbonisation...*, *op. cit.*

² *Ibid.*, p. 27.

(*system costs*) sont définis comme : i. les coûts de raccordement ou d'extension des réseaux, ii. les coûts de profil correspondant à des régimes d'exploitation irréguliers, iii. les coûts d'équilibrage (*balancing*) de l'offre et de la demande. Leur somme correspond à la différence entre la VALCOE et le LCOE. L'étude consiste à comparer les coûts totaux de six scénarios différents pour le secteur électrique d'un pays représentatif de l'OCDE, chaque scénario étant compatible avec une contrainte carbone correspondant à 50 gCO₂/kWh.

Hypothèses générales

Huit scénarios (6+2) sont étudiés, qui diffèrent par le degré de pénétration des ERV, et donc la demande de charge résiduelle (tableau A3). Les six principaux représentent un système à deux régions, où une région principale est interconnectée avec une deuxième région de même taille. La région 2 diffère de la région principale pour certaines caractéristiques telles que la forme de la courbe de charge, les modes de production des ERV et la disponibilité des ressources hydroélectriques. Les deux scénarios supplémentaires (VII et VIII) sont des études de sensibilité et représentent un système isolé, constitué uniquement de la région principale.

Tableau A3 – 6+2 scénarios de l'OCDE

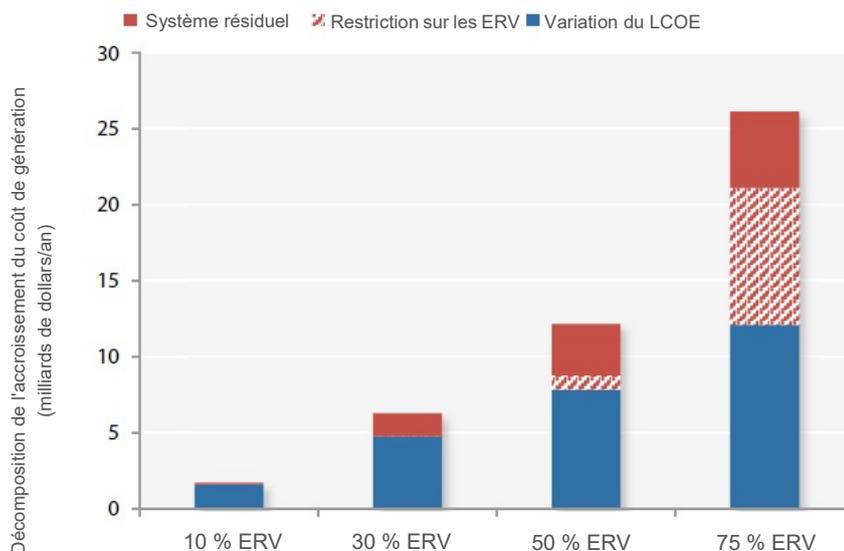
	Numéro	Nom du scénario	Identifiant
Scénarios principaux	I	Minimisation du coût	Référence
	II	10 % éolien and solaire PV	10 % ERV
	III	30 % éolien and solaire PV	30 % ERV
	IV	50 % éolien and solaire PV	50 % ERV
	V	75 % éolien and solaire PV	75 % ERV
	VI	Minimisation du coût avec renouvelables peu chères	ERV peu chères
Scénarios pour l'analyse de sensibilité	VII	50 % éolien et photovoltaïque, pas d'interconnexions	Pas d'interconnexions
	VIII	50 % éolien et photovoltaïque, pas d'interconnexions, pas d'hydroélectricité flexible	Pas d'hydroélectricité flexible

Source : OCDE-AEN (2019), *The Costs of Decarbonisation: System Costs with High Shares of Nuclear and Renewables*, janvier, p. 92

Dans le scénario I, de « minimisation des coûts » et considéré comme « scénario de base », seules les ressources hydrauliques sont imposées de manière exogène dans les deux régions, tandis que le reste du parc de production est déterminé de manière endogène pour satisfaire la charge électrique à un coût minimal. Ce scénario représente donc la solution « coût-efficace » pour atteindre le niveau d'émission de carbone visé et

constitue la base de comparaison des autres scénarios. Il s'avère que, dans ce scénario, les ERV variables atteignent une part de production moyenne d'environ 35 % (avec une pénétration réelle de 15 % dans la région principale et de 50 % dans la région 2). Dans tous les scénarios, les ressources en énergie hydraulique sont exogènes.

Figure A5 – Augmentation des coûts de génération totaux pour chaque scénario par rapport au scénario de référence



Note : ce graphique montre l'augmentation des coûts de production d'électricité dans différents scénarios par rapport au scénario de base. À titre de référence, les coûts annuels de production d'électricité dans ce scénario sont d'environ 37 milliards de dollars par an.

Source : OCDE-AEN (2019), [The Costs of Decarbonisation: System Costs with High Shares of Nuclear and Renewables](#), janvier, p. 118

Résultats

La figure A5 présente l'augmentation des coûts de production totaux pour chaque scénario par rapport au scénario de référence (dont le coût total est d'environ 37 milliards de dollars par an). La décomposition de ces coûts figure dans les tableaux 27 et 28 (NB : le taux d'actualisation utilisé est de 7 %).

Tableau A4 – Coûts d'investissement des différentes technologies

Technology	Capacité nette* (MWe)					Coûts d'investissement** (USD/kWe)			
	Nombre d'unités	Min	Moyenne	Médiane	Max	Min	Moyenne	Médiane	Max
Gaz naturel - TGCC	13	350	551	475	900	627	1 021	1 014	1 289
Gaz naturel - TGCO	4	50	274	240	565	500	708	699	933
Charbon	14	605	1 131	772	4 693	813	2 080	2 264	3 067
Nucléaire	11	535	1 434	1 300	3 300	1 807	4 249	4 896	6 215
Solaire photovoltaïque – résidentiel	12	0.003	0.007	0.005	0.02	1 867	2 379	2 297	3 366
Solaire photovoltaïque – commercial	14	0.05	0.34	0.22	1.0	728	1 583	1 696	1 977
Solaire photovoltaïque – grande surface	12	1	19.3	2.5	200	937	1 555	1 436	2 563
Solaire thermal	4	50	135	146	200	3 571	5 964	6 072	8 142
Éolien onshore	21	2	38	20	200	1 200	1 911	1 804	2 999
Éolien offshore	12	2	275	223	833	3 703	4 985	4 998	5 933
Hydro– petit	12	0.4	3.1	2	10	1 369	5 127	5 281	9400
Hydro– grand	16	11	1 093	50	13 050	598	3 492	2 493	8 687
Géothermal	6	6.8	62	27	250	1 493	4 898	5 823	6 625
Biomasse and biogaz	11	0.2	154	10	900	587	4 447	4 060	8 667
Cogénération (tout type)	19	0.2	5.3	1.1	62	926	4 526	2 926	15 988

* La capacité nette peut correspondre à la capacité d'une unité ou à la capacité combinée de plusieurs unités sur le même site.

** Les coûts d'investissement ne comprennent pas les intérêts pendant la construction.

Source : OCDE-AEN (2019), *The Costs of Decarbonisation: System Costs with High Shares of Nuclear and Renewables*, janvier, p. 94

Tableau A5 – Hypothèses de coûts pour les centrales de production et les capacités de stockage

Technologie	Taux d'actualisation (%)	Taille (Mwe)	Efficacité électrique (%)	Facteur de charge (%) [*]	Temps de construction (années)	Durée de vie (années)	Coût d'investissement (USD/kW)	Coûts d'investissement annualisés (USD/MW/year)	Coûts de combustible (USD/MWh)	Coûts d'O&M	
										Fixes (USD/MW/year)	Variables (USD/MWh)
Gaz naturel - TGCO	7 %	300	38.0 %	100 %	2	30	700	58 380	80.81	20 000	15.30
Gaz naturel - TGCC	7 %	500	58.0 %	100 %	2	30	1 050	87 580	52.94	26 000	3.50
Charbon	7 %	845	45.0 %	100 %	4	40	2 200	183 170	21.84	37 000	5.00
Nucléaire	7 %	1 000	33.0 %	100 %	7	60	4 700	413 880	10.00	100 000	1.50
Éolien onshore	7 %	50		30 %	1	25	2 000	171 620	0.00	62 000	0.00
Éolien offshore	7 %	250		40 %	1	25	5 000	429 050	0.00	175 000	0.00
Solaire PV	7 %	1		15 %	1	25	1 600	137 300	0.00	36 000	0.00
Hydro – au fil de l'eau	7 %	10		50 %	5	80	4 300	347 750	0.00	65 000	0.00
Hydro – réservoirs	7 %	10		20 %	5	80	3 250	262 830	0.00	50 000	0.00
Hydro – pompage turbinage	7 %	10		NA	5	80	4 450	359 890	0.00	65 000	0.00
Stockage batteries	7 %	1	90.0 %	NA	1	10	1 146	163 164	NA	17 190	0.00
Éolien onshore – scénario peu cher	7 %	50		30 %	1	25	1 333	114 410	0.00	41 333	0.00
Éolien offshore – scénario peu cher	7 %	250		40 %	1	25	2 500	214 530	0.00	87 500	0.00
Solaire PV – scénario peu cher	7 %	50		30 %	1	25	640	54 920	0.00	14 400	0.00

* Les facteurs de charge des différentes technologies de production d'électricité utilisées dans la modélisation économique diffèrent largement d'un pays à l'autre, ainsi qu'en fonction du lieu et de la centrale. En ce qui concerne les technologies pilotables (gaz-TGCO, gaz-TGCC, charbon et nucléaire), cette étude a choisi, à des fins de modélisation, un facteur de charge de 100 %. Il s'agit d'une limite supérieure.

Source : OCDE-AEN (2019), [The Costs of Decarbonisation: System Costs with High Shares of Nuclear and Renewables](#), janvier, p. 95

La demande résiduelle devient beaucoup plus irrégulière lorsque la part des renouvelables augmente et la capacité installée doit augmenter. Au sein des coûts système, les coûts de profil et de raccordement seraient les plus importants. Les interconnexions et l'hydraulique permettent de réduire significativement les coûts. La courbe de charge résiduelle baisse avec l'augmentation de la part de renouvelables (de façon non linéaire, puis il y a un seuil au-delà duquel cela change drastiquement). Avec 75 % d'ERV plus de 3 000 h sont assurées avec un prix nul, lorsque les ERV, qui ont un coût variable nul, sont mobilisées

alors qu'à d'autres périodes, lorsque les capacités flexibles doivent être utilisées, les prix sont très élevés. Cette volatilité pourrait avoir des conséquences pour les coûts du capital.

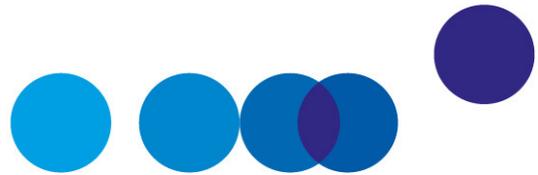
Avec l'augmentation de la part des ERV, la nature du stockage change : au début les batteries suffisent à l'équilibrage, mais avec davantage d'ERV la capacité de stockage devrait être plus importante et assurer un stockage en plus grande quantité et de plus longue durée. Il y a une demande pour le nucléaire flexible, mais plus la part des ERV augmente et plus celle du nucléaire se réduit. Enfin, il y a peu d'écêtement de la production renouvelable jusqu'à 30 % d'ERV, mais ce pourcentage augmente ensuite très rapidement.

La valeur apportée au système (au sens de la VALCOE) par un mégawattheure solaire ou éolien dépend elle aussi du taux de pénétration : plus celui-ci est élevé, moins la valeur apportée au système serait élevée car les ERV (de même type) produiraient en même temps. Elle serait encore plus basse s'il n'y avait pas d'interconnexion et d'hydro.

Lorsqu'on considère de fortes baisses des coûts des équipement solaires et éoliens (de 60 % pour le solaire, 50 % pour l'offshore et 50 % pour l'onshore), le coût d'équipement des ERV devient inférieur à celui du nucléaire mais ce dernier n'ayant pas les coût systèmes des ERV le coût total du nucléaire pourrait tout de même rester compétitif.

L'étude montre aussi que les coûts augmenteraient de façon exponentielle avec la contrainte carbone (dans un mix ne dépassant pas 50 gCO₂/kWh, il serait encore possible de recourir à des turbines à gaz). Le système optimal du futur aurait donc sans doute une partie résiduelle de gaz et une partie nucléaire ou hydro.

Cependant si l'on met en regard les réductions d'émissions (7,32 GtCO₂) et les coûts supplémentaires (par rapport au scénario de base) qu'elles occasionnent en fonction des scénarios (entre 2 et 26 G€/an), on obtient un coût d'abattement pour 2050 compris entre 0,27 €/tCO₂ (10 % VRE) et 3,55 €/tCO₂ scénario 75 % ERV.



ANNEXE 3

QUELLE VALEUR DUALE POUR LE NUCLÉAIRE ?

Le groupe de travail s'est intéressé aux conditions portant sur le coût du nucléaire qui permettraient de considérer que le scénario de référence est « coût-efficace ». Il s'agit de trouver la valeur duale du nucléaire permettant d'expliquer une part de 30 %.

La méthode suivie a été la suivante :

- les hypothèses de coût pour l'ensemble des filières autres que nucléaire ont été fixées conformément aux valeurs prises dans la base de données dédiée ;
- la quantité d'électricité produite à partir de gaz naturel (CCG et TAC) a été maintenue constante ;
- pour un coût d'investissement du nucléaire donné, on a fait varier les parts respectives du nucléaire et de l'électricité d'origine renouvelable variable pour trouver la répartition qui minimise le coût total (sous contrainte de production à partir de gaz constante).

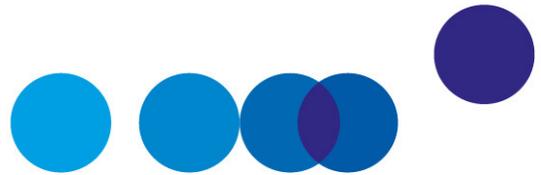
Il apparaît qu'il faut fixer le coût d'investissement du nucléaire à 12 000 €/kW pour que la part de 30 % de nucléaire corresponde à un minimum de coût total de production. Autrement dit, au vu des hypothèses de coût des autres filières et en supposant la production à partir de gaz constante, la valeur duale correspondant à 30 % de nucléaire est un coût d'investissement d'environ 12 000 €/kW, bien plus élevée que le coût d'investissement « technique » (pris dans la suite à 5 000 €/kW).

Ce résultat est obtenu avec le modèle SimelSP. Il montre que même avec un coût de production élevé (correspondant à un peu moins de 100 €/MWh en fonctionnement en base) le nucléaire a sa place parmi les sources de production décarbonée. C'est le résultat d'une compétition entre des énergies renouvelables certes peu coûteuses mais non pilotables et intermittentes et une production nucléaire plus coûteuse mais commandable et flexible. Plus la part des énergies renouvelables augmente dans le mix, plus son « coût

de profil » augmente. En effet, au fur et à mesure de la pénétration du renouvelable, plusieurs sources d'inefficacité apparaissent :

- une part de plus en plus grande de la production renouvelable doit être écrêtée, entraînant une hausse de son coût moyen de production par mégawattheure ;
- le reste du parc de production doit s'adapter en structure : il faut ajouter des capacités de pointe et de semi base (CCG et TAC) pour pallier l'absence de production renouvelable à certains moments ;
- l'utilisation du nucléaire est également modifiée avec une baisse du nombre d'heures de fonctionnement, d'où une hausse de son coût de production moyen en €/MWh.

Ces phénomènes expliquent que plus la part de renouvelable est grande, plus il devient coûteux d'en ajouter davantage. Ils ne sont pas linéaires. Il convient de rappeler les limites des travaux effectués avec le modèle SimelSP et sous-tendant ces résultats : non-prise en compte des interconnexions avec les autres pays, une seule année représentative, etc. (voir l'encadré 1 du chapitre 3 pour une présentation du modèle SimelSP).

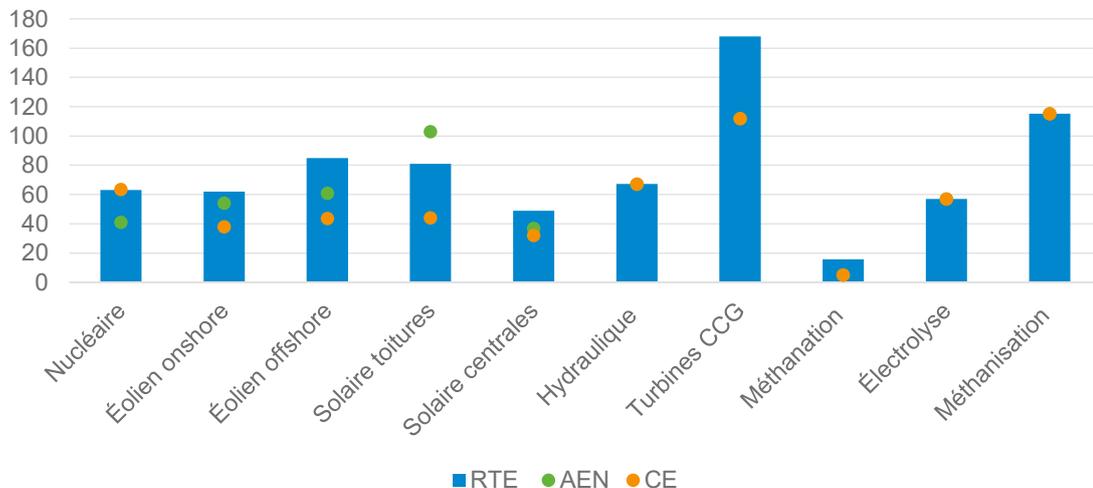


ANNEXE 4

ANALYSE DE SENSIBILITÉ À LA SOURCE DES DONNÉES

Nous présentons ici les différents LCOE obtenus à partir de différents jeux de données : RTE, Commission européenne et AEN¹.

Figure A6 – Comparaison des LCOE par technologie et par source de données (RTE, CE, AEN) en €/MWh



Note de lecture : les facteurs de charge sont ceux du scénario Proxy-AMS : 75 % pour le nucléaire, 24 % pour l'éolien onshore, 42 % pour l'éolien offshore, 13 % pour le PV en centrale et toiture, 9,5 % pour les turbines à gaz CCG, 95 % pour la méthanation et 20 % pour l'électrolyse.

Source : France Stratégie

¹ Pour certaines technologies telles que les turbines CCG, la méthanation, l'électrolyse et la méthanisation, l'AEN ou RTE ne fournissent pas directement les données ; nous avons donc gardé celles de la CE. C'est ce qui explique pourquoi nous semblons trouver exactement les mêmes résultats quel que soit le jeu de donnée.

Ces différents jeux de données nous permettent d'obtenir les coûts d'abattement et coûts marginaux :

Tableau A6 – Comparaison des coûts d'abattement par source de données, en €/tCO₂

Coût d'abattement (€/tCO ₂)	Proxy-AMS	ECNB	ECNH
RTE	370	393	347
Commission européenne	364	371	357
AEN	364	391	338

Source : France Stratégie

Nous observons que les résultats sont tous très proches de ceux de RTE : quelle que soit la source de données, les coûts d'abattement se situent aux alentours de 370 €/MWh. Cependant, les variations entre scénarios et variantes diffèrent en fonction des données. Les variations sont faibles pour la CE, avec plus ou moins 7 €/tCO₂ entre Proxy-AMS, ECNB et ECNH. Elles sont plus élevées pour l'AEN, avec des variations de l'ordre de plus ou moins 27 €/tCO₂. Ces dernières sont très proches de celles de RTE, pour qui le CA varie de plus ou moins 23 €/tCO₂.

Tableau A7 – Comparaison des coûts incrémentaux par source de données, en €/MWh

Variante	EBNH	EHNH	EBNB	EHNB	EH	EB
RTE	166	91	90	167	129	128
CE	112	90	89	112	101	100
AEN	149	64	64	150	107	106

Source : France Stratégie

RTE présente ici les coûts incrémentaux les plus élevés, puisque ces derniers s'étalent entre 90 €/MWh pour EHNH jusqu'à 167 €/MWh supplémentaire pour EHNB (EBNH est proche, à 166 €/MWh).

L'amplitude entre les scénarios EHNB-EBNH et EBNB-EHNH est plus forte pour l'AEN. En effet, les coûts marginaux de la CE sont d'environ 150 €/MWh pour EHNB et EBNH et d'environ 64 €/MWh pour EBNB et EHNH. Pour la CE, l'amplitude est beaucoup plus faible : le coût incrémental des scénarios EBNH et EHNB est beaucoup plus faible que pour RTE ou AEN, 112 €/MWh supplémentaire alors que les coûts marginaux des scénarios EBNB et EHNH sont les mêmes que ceux de RTE (environ 90 €/MWh).



ANNEXE 5

COÛTS DE RÉSEAU ET D'ÉQUILIBRAGE MULTIPLIÉS PAR 10

Nous proposons ici une analyse de sensibilité qui mesure le coût d'abattement et le coût marginal de l'électricité avec une multiplication par 10 des coûts de réseau et d'équilibrage par rapport à ceux que nous considérons dans l'analyse principale.

Nous obtenons donc de nouveaux coûts d'abattement et incrémentaux.

Tableau A8 – Tableau des coûts d'abattement dans le cas de coûts de réseau élevé (x 10)

Coût d'abattement	Proxy-AMS	ECNB	ECNH
Coût total (M€ 2015)	73 049	74 203	71 902
<i>Surcoût par rapport au scénario de référence (M€)</i>	6 791	7 945	5 643
Consommation (TWh)	532	532	532
Émissions abattues (MtCO _{2e})	19	19	19
Coût d'abattement (€/tCO_{2e})	364	426	302

Source : France Stratégie

L'augmentation des coûts de réseau provoque un plus grand étalement des coûts d'abattement autour du scénario Proxy-AMS : nous observons ici que le coût d'abattement du scénario Proxy-AMS ne varie que très peu par rapport à la situation de référence (370 euros auparavant). Ce résultat n'est pas étonnant car les coûts des énergies renouvelables interviennent à la fois dans le scénario de référence et le scénario Proxy-AMS. En revanche l'augmentation des coûts de réseau accroît l'écart de coût d'abattement

entre variante très ERV et variante très nucléaire. La variante très ERV est plus chère que dans la situation initiale (426 € ici, contre 393 € précédemment) et celui de la variante très nucléaire est moins élevé (302 € maintenant contre 347 €).

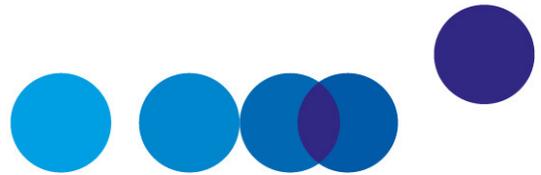
Tableau A9 – Tableau des coûts incrémentaux dans le cas de coûts de réseau élevés (x 10)

Variante	Delta coût M€	Delta conso TWh	Coûts incrémentaux €/MWh
EBNH	- 1 597	- 6	185
EHNH	448	6	49
EBNB	- 443	- 6	50
EHNB	1 598	6	185
EB	- 2 038	- 11	122
EH	2 044	11	122

Source : France Stratégie

De même, l'accroissement des coûts de réseau génère une plus grande variation des coûts incrémentaux : les variantes EBNH et EHNB (environ 111 €/MWh auparavant contre 185 €/MWh) sont plus chères, et les variantes EHNH et EBNB sont un peu moins chères (59 €/MWh auparavant contre 49 €/MWh ici). Toutefois le coût moyen a lui aussi fortement augmenté puisqu'il se situe à 130 €/MWh (contre environ 9 €/MWh auparavant).

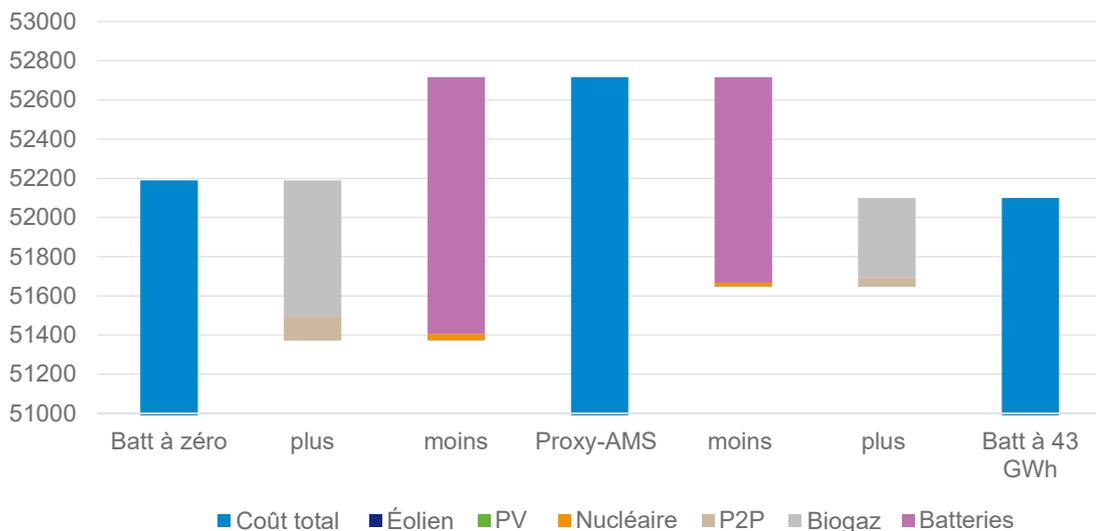
Le coût marginal de la variante EH augmente fortement puisqu'il passe d'environ 90 €/MWh à 140 €/MWh.



ANNEXE 6

SENSIBILITÉ AUX CAPACITÉS EN BATTERIE

Figure A7 – Décomposition du différentiel de coût entre les scénario Proxy-AMS, la suppression de batteries, et cinq fois moins de batterie



Source : France Stratégie

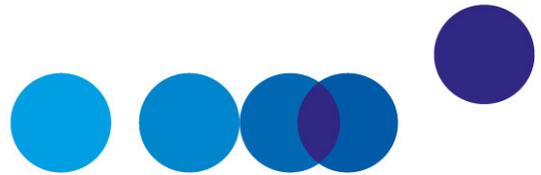
Une division par cinq des batteries induit une économie de 615 millions d'euros soit une baisse du coût d'abattement de 9 %.

Leur suppression totale en revanche n'induirait une économie réduite à 526 millions d'euros, soit une baisse du coût d'abattement de 7,6 %.

Ici l'optimum dépend du coût des batteries, affecté au système électrique, qui est – il faut le souligner – relativement artificiel et arbitraire, puisqu'il s'agit d'une convention quant à la répartition des charges entre les deux usages différents de ces batteries (ici au prorata de leur usage énergétique pour chacun des secteurs).

En n'affectant pas de coût au système électrique, l'optimum serait de recourir aux batteries au maximum de leur potentiel technique, ce qui est une façon d'interpréter ici le Proxy-AMS, du point de vue technique. (Et les 8 €/kWh pourraient aussi représenter les coûts spécifiques aux raccordements de ces batteries et à leur pilotage, ce chiffre paraissant alors très conservateur.)

Sans ce coût des batteries, le coût total de Proxy-AMS est réduit de 1 309 millions d'euros, soit 51 405 millions d'euros, et le coût d'abattement est réduit de 19 % pour s'établir à 300 €/MtCO₂ (au lieu de 370 €/MtCO₂).



ANNEXE 7

PRÉCISIONS TECHNIQUES SUR LA CONSTRUCTION DES SCÉNARIOS ET VARIANTES

Hypothèses portant sur les batteries des véhicules (*Power to Grid*)

Les hypothèses de dimensionnement de l'option *Power to Grid* sont les suivantes : 75 % des 36 millions de véhicules électriques sont mobilisés (dont le nombre varie en fonction du scénario considéré), équipés de batteries de 40 kWh dont la capacité est utilisée à hauteur de 20 % pour le stockage de l'électricité. On obtient alors une capacité de stockage de 216 GWh¹, correspondant à **7,3 TWh prélevés² et donc aux 5,7 TWh restitués** (rendement de 80 %). C'est à mettre en correspondance avec les 95 TWh d'usage d'électricité dans les transports, donc avec 70 TWh d'usage d'électricité par les 75 % des véhicules concernés par le branchement sur le secteur.

La clé de répartition du coût des batteries entre les usages transports et *Power to Grid* est celle de l'énergie consommée par chacun des usages. Nous affectons ainsi 10 % du coût des batteries au système électrique, soit 8 €/kWh de capacité (sachant que la capacité totale des batteries des véhicules mobilisés est 36 Mns*0,75*40 kWh = 1 080 GWh). Avec un taux d'actualisation de 4,5 % et une durée de vie des batteries de huit ans, on obtient donc pour AMS un coût total de l'utilisation des batteries pour le système électrique de 1 310 millions d'euros.

¹ En effet, 36Mns * 0,75 * 0,2 * 40 kWh = 216 GWh.

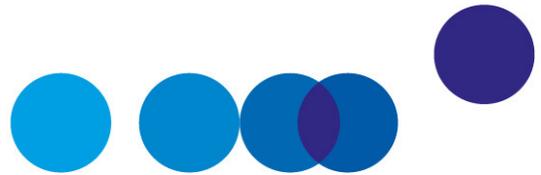
² Ce résultat est fourni par SimelSP et correspond à environ 35 stockages/déstockages complets dans l'année.

Construction des variantes du scénario Proxy-AMS

Les variantes sont obtenues à partir du scénario Proxy-AMS en ajoutant ou retranchant les incréments de capacité déjà considérés dans les variantes à électricité constante. Ainsi, la variante « électricité basse nucléaire haut » (EBNH) reprend-elle la réduction de la capacité d'ERV de ECNH, sans l'augmentation de la capacité nucléaire, alors que la variante « électricité haute nucléaire haut » (EHNH) reprend l'augmentation de la capacité nucléaire de ECNH sans la réduction de la capacité d'ERV. De même, la variante « électricité basse nucléaire bas » (EBNB) reprend-elle la réduction de la capacité nucléaire de ECNB, sans l'augmentation d'ERV alors que la variante « électricité haute nucléaire bas » (EHNB) reprend l'augmentation de la capacité d'ERV de ECNB sans la réduction de la capacité de nucléaire. Enfin, la variante « électricité basse » (EB) cumule-t-elle les réductions de capacité du nucléaire de ECNB et des ERV de ECNH, tandis que la variante « électricité haute » (EH) cumule les augmentations des capacités du nucléaire de ECNH et des ERV de ECNB.

L'incrément en puissance

La valeur de l'incrément est de 5,72 TWh. Il est réglé de telle sorte à ce que le poste gaz (mesuré en euros, donc investissement compris) ne joue qu'un rôle marginal dans la comparaison des variantes avec l'AMS, pour faciliter ces comparaisons.



ANNEXE 8

COMPLÉMENT TABLEAU « ENTRÉES/SORTIES », CAS DU SCÉNARIO PROXY-AMS

Les consommations sont les suivantes :

Tableau A10 – Tableau d’entrées/sorties, cas du scénario Proxy-AMS

Secteurs	Solides	Liquides	Gaz	Électricité	Chaleur	Total conso	Total utile
Industrie	28,6	1,5	32,6	182,5	4,8		208,0
Transport	0,0	53,3	46,1	95,1	0,0	195,1	128,2
Résidentiel	51,1	1,7	23,8	129,4	24,8	230,7	179,4
Tertiaire	4,4	0,3	7,2	115,5	17,9	145,4	137,4
Agriculture	0,9	9,6	7,6	8,2	0,1	26,5	14,3
Total consommation énergétique	85,1	66,3	117,3	530,8	47,6	847,6	667,3
Consommation non énergétique	8,7	36,7	3,3	0,0	0,0	68,7	26,1
Consommation totale	93,7	103,0	120,7	530,8	47,6	916,3	693,4
Export (+) / import (-)	0,0	0,0	0,0	1,4	0,0	-19,1	
Total final net	93,7	103,0	120,7	532,2	0,0	47,6	897,2
% décarboné	88 %	51 %	98 %	100 %	100 %	100 %	93 %
Facteur d’émission	0,3	0,3	0,2	0,0	0,0	0,0	
Total émissions MtCO₂eq	4,0	14,0	0,5	0,0	0,0		18,5

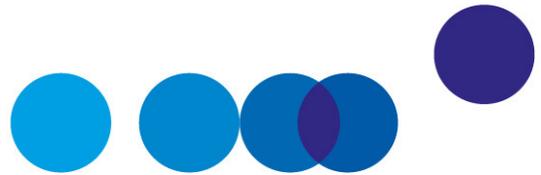
Source : France Stratégie

La mobilisation d'énergies primaires est la suivante :

Tableau A11 – Mobilisation d'énergies primaires dans le scénario Proxy-AMS

2050	Total produit	Électricité totale produite	Élec excédentaire totale	dont électrolysé	Perte par écrêtement	Perte de conversion / stockage batteries	Perte de conversion	Total conso PRIM
Charbon	11,8						0,0	11,8
Pétrole	52						0,5	52,5
Gaz naturel	2,5						0,0	2,5
Nucléaire		209,0					337,5	546,5
Éolien onshore et offshore	484,0	149,5	47,1	20,8	19,0	7,3	0,0	149,5
Solaire		154,9					0,0	154,9
Hydraulique	60,0	60,0					0,0	60,0
Chaleur Environnement	15,0						0,8	15,8
Déchet	7,7	0,7					2,9	10,6
Biomasse	342,8	42,3					99,5	442,3
Méthanation + H ₂ to elec	- 12,7	5,0					14,3	
Total final brut	963,1	621,5					455,5	1 446,4

Source : France Stratégie



ANNEXE 9

COMPARAISON ENTRE LE SCÉNARIO PROXY-AMS ET LES VARIANTES ECNB ET ECNH

Comparaison entre le scénario Proxy-AMS et sa variante ECNB

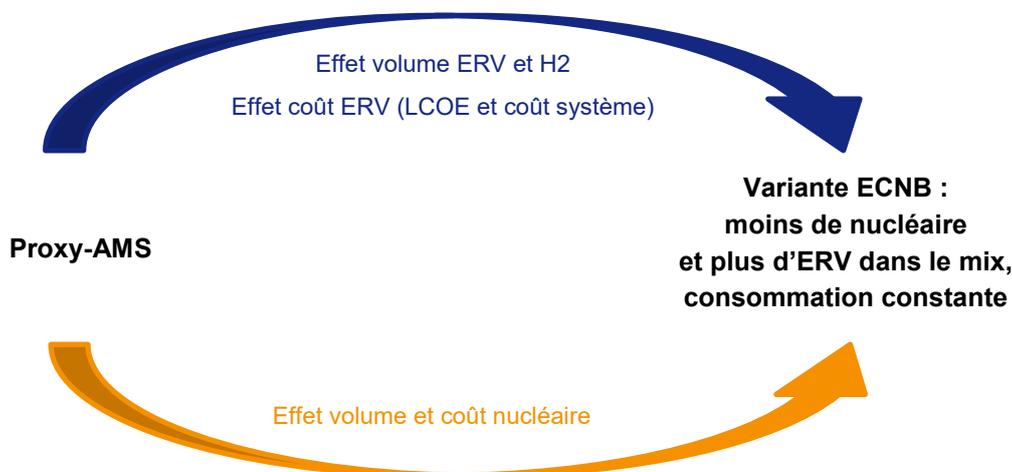
La variante ECNB diffère du scénario Proxy-AMS par une plus forte production d'électricité ERV (313 TWh pour ECNB contre 304 TWh dans Proxy-AMS) et moins de nucléaire (203 TWh pour ECNB contre 209 TWh pour Proxy-AMS). **Le passage de Proxy-AMS à sa variante ECNB accroît le coût total de 434 millions d'euros, ce qui correspond à un coût d'abattement supplémentaire de 23 €/tCO₂eq.**

L'écart de coût total entre Proxy-AMS et ECNB s'explique à 70 % par l'effet volume (1). L'augmentation de la quantité d'ERV (+ 9 TWh) et de la méthanation (+ 0,3 TWh) et la baisse de la quantité de nucléaire (- 6 TWh) dans le mix provoquent une augmentation du coût total de 303 millions d'euros.

Les 30 % restants sont expliqués par l'effet coût unitaire (2) : en effet, les LCOE (2a) des ERV et de l'électrolyse augmentent légèrement du fait de moins bons facteurs de charge dans la variante ECNB que dans le scénario Proxy-AMS. Les LCOE du nucléaire diminuent quant à eux. Par ailleurs, les coûts système (2b) des ERV augmentent aussi car le taux de pénétration des ERV augmente (or les coût système sont croissants avec le taux de pénétration). L'effet coût correspond finalement à + 129 millions d'euros¹.

¹ Le reste des variations est expliqué par l'effet croisé : + 2,3 millions d'euros.

Figure A8 – Effets à l'œuvre entre le scénario Proxy-AMS et sa variante ECNB



Note : en orange, les effets qui contribuent à accroître le coût, en bleu ceux qui contribuent à le réduire.

Source : France Stratégie

Comparaison entre le scénario Proxy-AMS et la variante ECNH

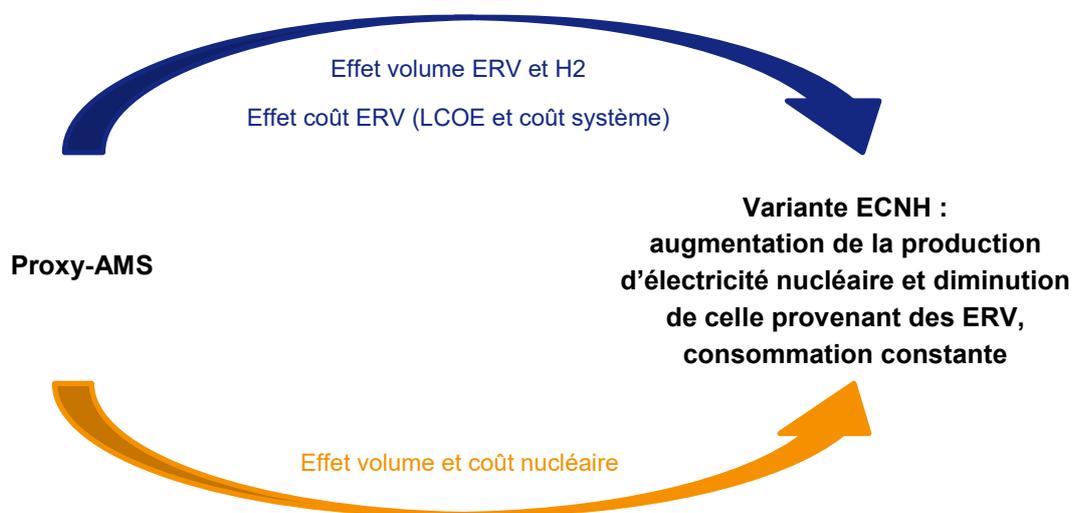
Entre le scénario Proxy-AMS et la variante ECNH, la part du nucléaire augmente (la production passant de 209 TWh à 215 TWh) et la quantité d'ERV produite diminue (de 304 TWh d'électricité ERV produite à 296 TWh). **Ce changement de mix permet de réduire le coût total de 428 millions d'euros par rapport à Proxy-AMS, ce qui correspond à une réduction du coût d'abattement de 23 €/tCO₂eq.**

L'écart du coût total entre le scénario Proxy-AMS et ECNH est à 69 % dû à l'effet volume (1). En effet, l'augmentation de la quantité de nucléaire (+ 6 TWh) est compensée par la baisse de la quantité d'ERV (- 8 TWh) et de méthanation (- 0,4 TWh) et correspond à une diminution de 295 millions d'euros.

L'effet prix accroît encore un peu plus l'écart entre le coût de Proxy-AMS et ECNH : en effet, la baisse du prix des ERV, liée à des coûts système (2b) et des LCOE (2a) plus bas, n'est pas compensée par la hausse du prix du nucléaire et du gaz (méthanisation). L'effet prix diminue le coût total de 135 millions d'euros¹.

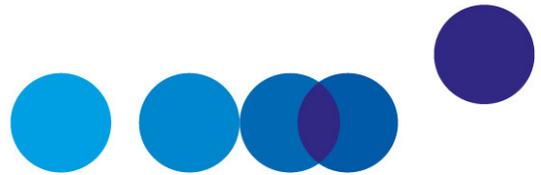
¹ Le reste des variations est expliqué par l'effet croisé entre les prix et les quantités (+ 3 millions d'euros).

Figure A9 – Effets à l'œuvre entre le scénario Proxy-AMS et la variante ECNH



Note : en orange, les effets qui contribuent à accroître le coût, en bleu ceux qui contribuent à le réduire.

Source : France Stratégie



Directeur de la publication

Gilles de Margerie, commissaire général

Directeur de la rédaction

Cédric Audenis, commissaire général adjoint

Secrétaires de rédaction

Gladys Caré, Anaïs Teston

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 :



www.strategie.gouv.fr



[@strategie_Gouv](https://twitter.com/strategie_Gouv)



[france-strategie](https://www.linkedin.com/company/france-strategie)



[francestrategie](https://www.facebook.com/francestrategie)



[@FranceStrategie_](https://www.instagram.com/FranceStrategie_)



[StrategieGouv](https://www.youtube.com/StrategieGouv)

Les opinions exprimées dans ce rapport engagent leurs auteurs et n'ont pas vocation à refléter la position du gouvernement



**RÉPUBLIQUE
FRANÇAISE**

*Liberté
Égalité
Fraternité*



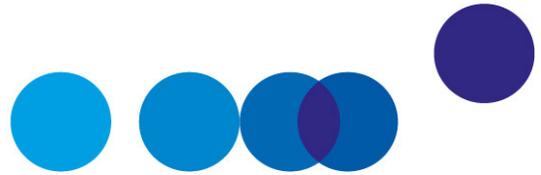
FRANCE STRATÉGIE
ÉVALUER. ANTICIPER. DÉBATTRE. PROPOSER.

Institution autonome placée auprès du Premier 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.

Les coûts d'abattement

Partie 4 – Hydrogène

Rapport de la commission présidée par
Patrick Criqui



LES COÛTS D'ABATTEMENT

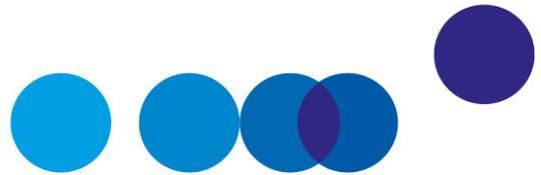
Partie 4 – Hydrogène

Rapport de la commission
présidée par **Patrick Criqui**

Rapporteur

Maxime Gérardin





PRÉSENTATION

Suite à la signature de l'Accord de Paris en 2015, la France s'est engagée à atteindre la neutralité carbone à horizon 2050. La Stratégie nationale bas carbone (SNBC), révisée tous les cinq ans, constitue la feuille de route française pour lutter contre le changement climatique : elle détaille les actions à mettre en œuvre dans chaque secteur. Le présent travail vise à fournir des outils méthodologiques dans la perspective de l'élaboration de la troisième SNBC.

Les coûts d'abattement des différentes solutions de décarbonation, c'est-à-dire leur coût rapporté aux émissions évitées, sont en effet une donnée essentielle pour l'élaboration d'une stratégie climat efficace. Le recours au coût d'abattement socioéconomique permet de hiérarchiser les actions de décarbonation et d'identifier celles susceptibles de maximiser les réductions effectives d'émissions de gaz à effet de serre, à niveau d'effort donné pour la collectivité. La comparaison du coût d'abattement à la valeur de l'action pour le climat (VAC)¹ établit l'efficacité socioéconomique d'une action. Elle doit par ailleurs permettre de s'assurer que le niveau d'effort consenti reste proportionné au regard de la trajectoire nationale de réduction des émissions vers la neutralité carbone en 2050.

Suite au rapport de la commission Quinet sur la valeur de l'action pour le climat en février 2019, qui faisait le constat de la nécessité « de poser un cadre méthodologique clair et partagé pour pouvoir évaluer le coût d'abattement socioéconomique des différentes actions », la commission sur les coûts d'abattement des émissions de gaz à effet de serre a été installée en septembre 2019. Présidée par Patrick Criqui, directeur de recherche émérite au CNRS, elle est composée d'économistes et d'experts sectoriels.

L'objectif des travaux de la commission est triple :

- préciser le (ou les) sens que l'on donne au « coût d'abattement » et définir un cadre méthodologique partagé pour les calculs de ces coûts ;

¹ 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.

- expliquer l'interprétation qui peut être faite d'une évaluation des coûts d'abattement en fonction du mode de calcul retenu, en particulier préciser comment elle peut être comparée à la valeur de l'action pour le climat ;
- présenter les coûts d'abattement harmonisés d'une série de technologies ou d'actions pour la réduction des émissions ainsi que l'utilisation qui pourrait en être faite au service des politiques climatiques et les limites de ces utilisations.

Après une première partie méthodologique qui explicite le concept et les méthodes de calcul des coûts d'abattement socioéconomiques, les travaux de cette commission seront publiés secteur par secteur. Six parties thématiques présenteront des illustrations des coûts d'abattement pour six grands secteurs : transports, électricité, hydrogène – le sujet du présent rapport –, bâtiment, industrie et agriculture.

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.

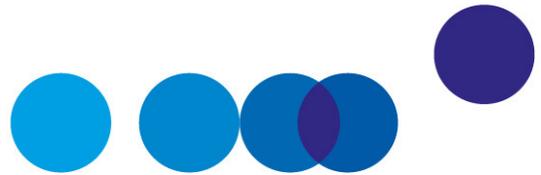


TABLE DES MATIÈRES

Synthèse	7
Introduction	19
Chapitre 1 – L’hydrogène, pour quoi faire ?	23
1. Les rationalités du déploiement de l’hydrogène dans la transition énergétique	23
2. Principales caractéristiques physiques de l’hydrogène et de l’ammoniac	24
3. Les usages de l’hydrogène	25
3.1. Usages industriels spécifiques	25
3.2. Usages énergétiques.....	26
4. Domaine de pertinence de l’hydrogène et scénarisation de la neutralité carbone	27
4.1. L’électricité finale, vecteur privilégié de la décarbonation	27
4.2. Des frontières entre vecteurs non encore stabilisées.....	29
4.3. La nécessité de raisonner « en système transformé »	30
Chapitre 2 – Les technologies de production d’hydrogène, hors électrolyse	33
1. Les options de référence	34
1.1. Le reformage de méthane fossile : l’hydrogène « gris »	35
1.2. La référence méthane énergie.....	36
2. Reformage avec capture et stockage du CO₂ : l’hydrogène « bleu »	37
2.1. Prise en compte des émissions résiduelles.....	38
2.2. Un coût de la CSC incertain.....	39
2.3. Résultats pour le vaporeformage avec CSC.....	39
3. Les autres voies non électrolytiques	41
3.1. Production d’hydrogène à partir du charbon : l’hydrogène « noir ».....	41

3.2. La pyrolyse de méthane : l'hydrogène « turquoise ».....	41
3.3. La dissociation non électrolytique de l'eau.....	43

Chapitre 3 – L'électrolyse : caractéristiques techniques et économiques..... 45

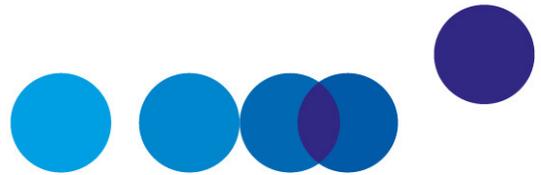
1. Caractéristiques principales des électrolyseurs.....	45
2. Contenu carbone de l'hydrogène d'électrolyse.....	48
3. L'influence du facteur de charge.....	49
4. Préciser les performances technicoéconomiques des électrolyseurs ?.....	53

Chapitre 4 – Quelle électricité pour l'électrolyse ?..... 55

1. L'hydrogène d'électrolyse en installations isolées du système électrique.....	55
2. Électrolyseurs et système électrique.....	58
2.1. Une décomposition du projet global en deux sous-projets.....	58
2.2. La « boucle hydrogène ».....	59
2.3. La « pseudo-boucle hydrogène ».....	62
2.4. Gisement à moyen terme (2035).....	66
2.5. Les interactions entre systèmes électriques français et européen.....	67
2.6. Conclusions quant à l'insertion d'électrolyseurs dans le système électrique.....	70
3. Électrolyser les surplus d'électricité d'un système électrique décarboné.....	70
4. L'ajout d'électrolyse dans un système électrique vient-elle modifier le mix de production idéal ?.....	72

Conclusions générales..... 77

Annexe – Membres de la commission..... 81



SYNTHÈSE

L'hydrogène brûle sans émettre directement de carbone. Le système énergétique actuel en mobilise déjà, mais cet hydrogène est aujourd'hui carboné, car dérivé de gaz méthane fossile (hydrogène « gris »). Demain, pour décarboner les usages pour lesquels le recours direct à de l'électricité n'est pas possible, l'hydrogène avec ses dérivés – ammoniac, méthanol, e-fuels – apparaît nécessaire. Il pourrait aussi dans le futur contribuer au stockage d'énergie et à l'équilibrage des systèmes électriques. Il est donc appelé, sous réserve de parvenir à décarboner sa production, à jouer un rôle important dans les scénarios de neutralité carbone.

La décarbonation bouleverse l'ensemble du système énergétique

La France, avec sa Stratégie nationale bas carbone (SNBC-2, 2019), vise la neutralité carbone nette. Ceci impose notamment de diviser par au moins six les émissions territoriales de gaz à effet de serre. Atteindre de tels objectifs supposera de passer du système énergétique actuel, fondé principalement sur les combustibles fossiles, à un système reposant en premier lieu sur une électricité bas carbone. Il s'agit d'un bouleversement d'ampleur, appelé à redistribuer les rôles et la valeur relative des différents vecteurs : électricité, gaz, carburants liquides, bois, etc. Le vecteur énergétique à privilégier pour chaque usage, dans l'optique de la neutralité carbone, n'est pas toujours facile à identifier. Il est aujourd'hui acquis que l'électricité sera appelée à couvrir directement une majorité des usages. Plus rares ou plus chers, l'hydrogène et ses dérivés auraient vocation – comme les énergies issues de la biomasse – à couvrir essentiellement les usages que l'électricité ne saura pas atteindre, les usages dits « *hard to abate* ».

La stratégie française pour l'hydrogène décarboné, résultant des plans France Relance puis France 2030, est dotée de 9 milliards d'euros d'ici 2030. « Devenir le leader de l'hydrogène vert », avec notamment la création de gigafactories d'électrolyseurs, est l'un des dix objectifs de France 2030.

L'hydrogène peut ou pourra être utilisé, principalement :

- dans des usages dits « spécifiques » : production d'ammoniac dont sont dérivés les engrais azotés ; raffinage des carburants liquides ; réduction du minerai de fer (production d'acier primaire), en remplacement de procédés fondés sur le charbon.
- dans des usages « énergétiques » : production de chaleur industrielle ; combustion en turbines à gaz pour la production d'électricité ; en piles à combustible, notamment dans les véhicules ; production de carburants liquides de synthèse (e-fuels), en recombinaison avec une source de carbone.

En outre, l'ammoniac, dérivé de l'hydrogène et beaucoup plus facilement transportable par navire, peut être utilisé comme combustible en installations industrielles, par exemple pour la production d'électricité ou pour la propulsion navale.

La frontière de pertinence, à terme, entre l'électricité et les autres vecteurs est pour l'heure incertaine. C'est le cas par exemple pour les transports terrestres à longue distance. Dès aujourd'hui cependant, des usages « sans regret » de l'hydrogène peuvent être identifiés. En font partie essentiellement les usages « spécifiques », tant les usages actuels que, très vraisemblablement, la production d'acier primaire.

Deux grandes configurations d'usage de l'hydrogène

On calcule dans ce rapport des coûts d'abattement, c'est-à-dire les coûts, en euros par tonne de CO₂ évitée, du recours à de l'hydrogène décarboné (voir Encadré page suivante). Ces coûts sont calculés selon les deux grandes configurations identifiées ci-dessus : un « usage spécifique » générique où l'hydrogène « gris » (carboné) aurait été produit alternativement ; et un « usage combustion » où l'hydrogène se substituerait à du méthane fossile.

Dans ces deux principales configurations, le recours à l'hydrogène décarboné évite *in fine* les émissions du recours au méthane fossile. Pour les usages spécifiques, il évite en outre de convertir préalablement ce méthane en hydrogène, avec des coûts et surtout une perte d'énergie due au rendement de conversion : la production d'hydrogène à partir de méthane ne conserve que 76 % du contenu énergétique initial. Ainsi, quand on dispose d'une certaine quantité d'hydrogène bas carbone, il est préférable, plutôt que de la substituer à son équivalent énergétique en méthane, de la substituer à un hydrogène « gris » dont la production aura requis davantage de méthane. Un kilogramme d'hydrogène produit par toute technologie bas carbone, et dont la production aura ainsi émis moins de 3 kg de CO₂, évite 10 kgCO₂ quand il est consacré à un usage spécifique, et 7,6 kgCO₂ quand il est consacré à un usage de combustion standard. Pour un même coût de production de l'hydrogène, les coûts d'abattement sont donc plus faibles dans le premier cas.

Coûts d'abattement : de quoi s'agit-il ?

À la suite de l'accord de Paris, la France s'est fixé l'objectif de zéro émission nette à l'horizon 2050. Il s'agit d'un objectif ambitieux qui implique, pour une partie des réductions d'émissions, le déploiement de technologies coûteuses. La question se pose alors du choix des technologies à mettre en œuvre, et du moment pour le faire. La réponse canonique à cette question passe par le calcul du coût associé à la réduction de chaque tonne de CO₂-équivalent d'émissions, exprimé en €/tCO₂-eq et appelé *coût d'abattement* d'une action de décarbonation. Plus le coût d'abattement est faible, plus l'action sera économiquement « facile ». Pour sélectionner et hiérarchiser les actions utiles à la collectivité, il faut comparer les coûts d'abattement entre eux, mais aussi à la mesure des gains de l'action. Cette dernière est donnée par la VAC (valeur de l'action pour le climat), actuellement fixée à 120 €/t CO₂-eq, et qui augmente progressivement jusqu'en 2050, en passant par 250 €/t CO₂-eq en 2030.

Après avoir établi, en 2019, cette trajectoire de la VAC préconisée pour la France, la commission Quinet¹ constatait qu'« il est essentiel de poser un cadre méthodologique clair et partagé pour pouvoir évaluer le coût d'abattement socio-économique des différentes actions ». Dans ce but a été mise en place une commission présidée par Patrick Criqui et appuyée par le CGDD, la DG Trésor et France Stratégie. Son travail s'inscrit également dans le cadre des suites à donner à la Stratégie nationale bas carbone (SNBC-2), et de la préparation de la SNBC-3. En plus d'aborder les aspects méthodologiques, cette commission recense et établit les coûts d'abattement (en €/tCO₂-eq évitée) associés à différentes actions et technologies dans les secteurs du transport, de l'électricité, du bâtiment, de l'industrie, de l'hydrogène et de l'agriculture.

Plusieurs voies pour la production d'hydrogène décarboné

Diverses voies, en général identifiées par des couleurs, permettent de produire de l'hydrogène. Les deux premières, émettrices de CO₂, sont largement mises en œuvre aujourd'hui (hydrogène « noir » et « gris »), tandis que les suivantes peuvent participer à la décarbonation (voir le tableau page suivante).

¹ 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.

Typologie possible des principales voies de production de l'hydrogène, carboné (noir et gris) ou décarboné

Intrant	Procédé	Couleur
Charbons, pétroles	Gazéification, etc.	Noir
Gaz naturel	Reformage du méthane	Gris
Gaz naturel	Reformage, avec CSC	Bleu
Gaz naturel	Pyrolyse du méthane	Turquoise
Électricité renouvelable	Électrolyse de l'eau	Vert
Électricité nucléaire	Électrolyse de l'eau	Violet
Mix électrique décarboné	Électrolyse de l'eau	Arc-en-ciel ?
Rayonnement solaire	Thermolyse de l'eau Photocatalyse	<i>Maturité très lointaine</i>
Chaleur nucléaire	Thermolyse de l'eau	

CSC : Capture et stockage (géologique et définitif) du carbone.

Source : *commission Criqui*

Il existe ainsi deux grandes catégories de procédés susceptibles de produire de l'hydrogène décarboné :

- les voies qui, comme l'hydrogène « gris » carboné actuel, prennent pour intrant du gaz fossile, mais en évitant l'émission du carbone et en assurant son stockage ;
- l'électrolyse de l'eau, l'électricité séparant l'eau en (di)hydrogène et (di)oxygène.

Les deux dernières lignes du tableau rappellent que de l'hydrogène pourrait en théorie être produit par thermolyse de l'eau, à partir d'une chaleur très haute température décarbonée, apportée par des filières très avancées de solaire à concentration ou de nucléaire haute température ; ou encore par photosynthèse artificielle.

L'hydrogène bleu voire turquoise, ou les voies du court et du moyen terme ?

L'hydrogène « bleu » est analogue à l'hydrogène « gris », mais il y ajoute la capture et stockage géologique du CO₂ (CSC). Il doit être accompagné d'une très forte attention aux émissions résiduelles, notamment les fuites de méthane et la fraction de CO₂ non captée. Il suppose aussi de franchir le pas de la CSC, qui, si elle n'est pas encore mise en œuvre

à grande échelle, représente dans de nombreux travaux internationaux (par exemple ceux de l'Agence internationale de l'énergie) une part substantielle des réductions d'émissions pour la décarbonation profonde. Les surcoûts de l'hydrogène bleu sur l'hydrogène gris sont suffisamment limités pour être admissibles, dès aujourd'hui, d'après la « valeur de l'action pour le climat » (VAC) normative retenue en France. Cette conclusion est robuste aux coûts du gaz fossile, puisqu'il s'agit d'un raisonnement par différence entre deux solutions toutes deux fondées sur ce gaz fossile. C'est davantage l'interrogation sur la disponibilité du gaz qui est susceptible d'amoindrir cette conclusion, en particulier dans le contexte de la crise des prix du gaz en 2021, puis de la guerre en Ukraine de 2022 et de leurs conséquences. Ainsi l'hydrogène bleu, entendu dans un sens strict (captage de tous les flux de CO₂, stockage de ce CO₂, optimisation du bilan climatique), est en théorie une technologie pertinente dès le court terme pour remplacer les actuelles productions d'hydrogène carboné.

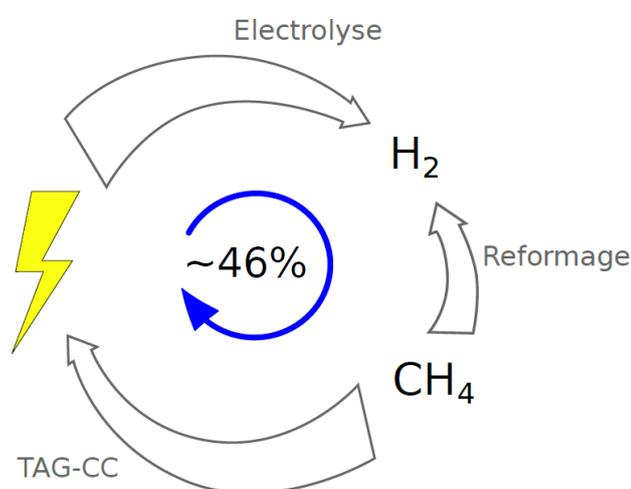
L'hydrogène « turquoise » est une voie relativement proche de l'hydrogène bleu, mais non encore mature. Il s'agit là aussi de transformer du méthane, mais par pyrolyse plutôt que par reformage. Le calcul économique correspondant ne peut pas encore être mené, par manque d'information sur les coûts, mais il semble a priori, au vu des consommations de méthane et d'électricité, moins favorable que celui associé à la voie « bleue ». Néanmoins, cette voie turquoise présenterait l'avantage de mieux se prêter à une mise en œuvre décentralisée, et de stocker le carbone sous forme de « noir de carbone » plutôt que sous forme de CO₂, dont le stockage géologique peut soulever des réticences et reste à développer à large échelle.

L'électrolyse, voie consommatrice d'électricité

L'électrolyse s'appuie sur plusieurs technologies : l'électrolyse alcaline, déployée industriellement dès les années 1920 ; l'électrolyse par membrane d'échange de protons, plus récente ; et l'électrolyse à haut rendement, actuellement en phase de prototype industriel.

Ces technologies ont en commun d'inverser la hiérarchie des vecteurs énergétiques, relativement à l'actuel système carboné. Aujourd'hui, on transforme massivement des combustibles, dont notamment du gaz, en électricité, avec une perte substantielle du fait des rendements de conversion, ce qui sous-entend que l'électricité a nettement plus de valeur que le gaz, conformément au point de vue de la thermodynamique selon lequel un joule de travail mécanique vaut davantage qu'un joule de chaleur. À l'inverse, l'électrolyse transforme de l'électricité en gaz, avec là aussi des pertes par rendements. Cette inversion de la hiérarchie des vecteurs, quoique nouvelle, n'est pas absurde dès lors que, dans un contexte de décarbonation profonde, les gisements d'énergie les plus abondants ne sont plus des gisements de combustibles, mais des gisements d'électricité décarbonée.

L'inversion de la hiérarchie des vecteurs implique que, pour obtenir de l'hydrogène nettement moins carboné que l'actuel hydrogène gris, il faut mobiliser une électricité fortement décarbonée. Une électricité à partir du charbon produirait un hydrogène cinq fois plus carboné que l'hydrogène gris, et même une électricité au gaz fossile produirait un hydrogène au moins deux fois plus carboné que l'hydrogène gris. Ceci signifie qu'une production d'électricité décarbonée est au moins deux fois plus utile si elle évite une production fossile d'électricité que si elle produit de l'hydrogène. Ainsi, si l'électrolyseur s'alimente sur le système électrique, il faut, dans une optique de décarbonation et de bonne optimisation du système énergétique, qu'aucune production électrique à base d'énergie fossile ne soit en fonctionnement en même temps que l'électrolyseur.



Lecture : si on transforme du méthane CH₄ en électricité par la technologie la plus efficace, puis qu'on en tire, par électrolyse, de l'hydrogène, on aura transformé du méthane en hydrogène, ce que le processus de production de l'actuel hydrogène « gris » par reformage fait déjà, et avec une consommation de méthane au moins deux fois plus faible !

Source : *commission Criqui*

Les coûts de l'électrolyse, pris entre coûts fixes des électrolyseurs et coût d'alimentation en électricité

Ce constat – comme le souhait de produire de l'hydrogène directement à partir de renouvelables électriques, par exemple dans les zones les plus favorables – conduit à examiner l'économie d'une électrolyse fonctionnant en intermittence.

Il est souvent affirmé que les électrolyseurs devraient fonctionner à fort facteur de charge, c'est-à-dire presque en continu, afin d'amortir l'investissement initial (le CAPEX). Ce type de raisonnement se fonde en fait sur des électrolyseurs à CAPEX élevés,

associés à des projets pilotes de petite taille, produisant de l'hydrogène à des coûts particulièrement élevés, de l'ordre de la dizaine d'euros par kg, contre 1,5 €/kgH₂ pour l'hydrogène « gris » – hors situation de crise des prix du gaz depuis 2021 et guerre en Ukraine en 2022¹.

Dans le cadre du calcul socioéconomique et prospectif effectué ici, il convient de retenir non les coûts actuels des projets pionniers, mais le niveau de coûts anticipé si la technologie est déployée à grande échelle. Ceci revient à poser un cadre d'analyse dans lequel les surcoûts du début de la trajectoire technologique sont justifiés par des raisonnements d'économie de l'innovation – notamment la recherche des effets d'apprentissage – et de politique industrielle, raisonnements qui fondent l'intérêt des investissements stratégiques en amont, pour la mise au point et l'industrialisation des technologies. Pour le calcul du coût d'abattement associé à une installation d'électrolyse, ce sont donc les coûts anticipés à terme des électrolyseurs qui sont considérés. On retient ainsi un CAPEX de 640 à 700 €/kWe. Ce niveau de coûts a été identifié dès 2019 par l'AIE comme atteignable à partir de 2030, sous l'hypothèse d'un déploiement suffisamment large pour obtenir des effets d'apprentissage. La très forte accélération à travers le monde des plans hydrogène depuis 2020 pourrait même faire franchir cette barre plus tôt².

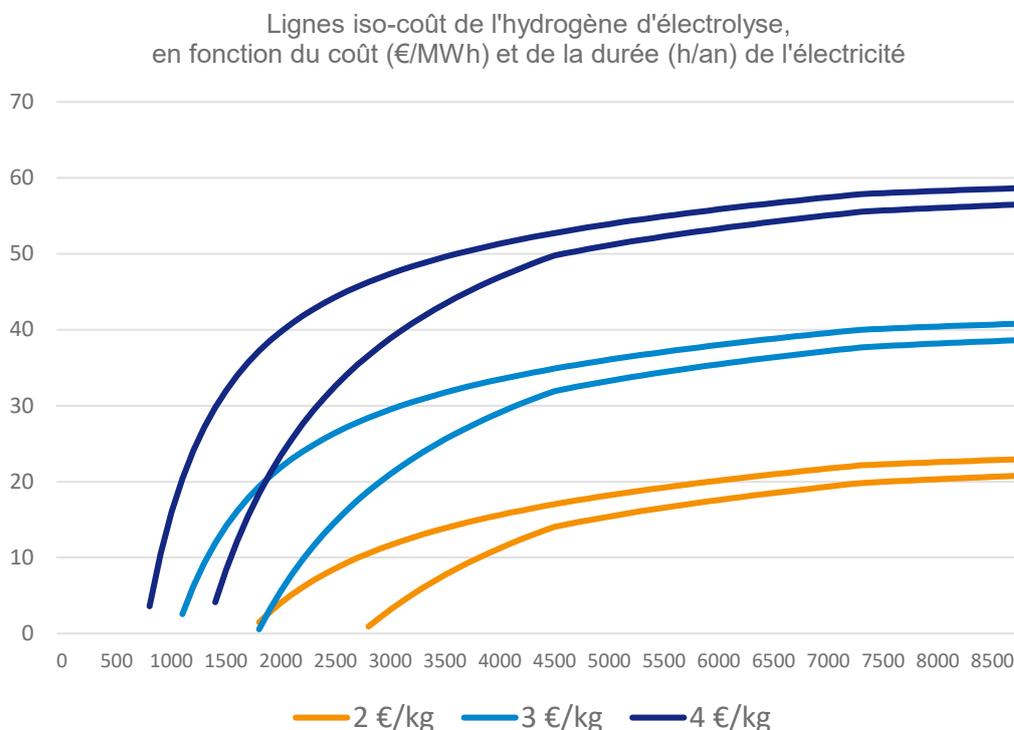
Il ressort alors que le premier défi, pour obtenir de l'hydrogène d'électrolyse à coût maîtrisé, sera en fait de mobiliser une électricité décarbonée à très bas coût. À titre d'exemple, pour produire de l'hydrogène à 3 €/kg, ce qui représente encore le double du prix de l'hydrogène « gris » en conditions ordinaires³ du prix du gaz, une électricité à moins de 40 € HT/MWh (voire moins si elle n'est pas disponible « en continu ») apparaît indispensable. Un tel niveau de coût n'est pour l'instant atteint par aucun moyen de production électrique en France, raccordements compris, même s'il pourrait correspondre à une valeur anticipée à moyen terme pour du photovoltaïque au sol.

¹ À un coût du gaz fossile de 100 €/MWh, niveau parfois atteint ou dépassé par les prix spot européens depuis octobre 2021, et presque continuellement depuis le déclenchement de la guerre en Ukraine, le coût de l'hydrogène gris excède 5 €/kg.

² Des hypothèses de CAPEX plus faibles peuvent donc être considérées. En rester ici, pour la majorité des calculs, à l'hypothèse « prudente » permet d'assurer que les résultats relatifs aux faibles facteurs de charge (voir ci-après) restent robustes aux évolutions futures des CAPEX d'électrolyseurs.

³ C'est-à-dire avant la crise des prix du gaz à compter de 2021 et avant la guerre en Ukraine en 2022.

Coût socioéconomique de l'hydrogène, stockage inclus, en fonction du facteur de charge des électrolyseurs et du coût de l'électricité mobilisée



Note : les deux courbes de chaque couleur se réfèrent à deux hypothèses distinctes quant à l'allure des coûts de l'électrolyse.

Source : commission Criqui

En revanche, des facteurs de charge relativement faibles, pouvant descendre jusqu'à environ 20 % (soit 1 750 heures par an), peuvent suffire pour amortir le CAPEX des installations. Cela alors même qu'on a retenu pour ces CAPEX des hypothèses moins optimistes que beaucoup de projections récentes. Ce résultat tient compte, avec toutefois une incertitude substantielle, du coût du stockage d'hydrogène qui deviendrait nécessaire dès lors qu'un approvisionnement en électricité intermittent serait mobilisé. Il s'agit ici de stockage géologique, le seul dont les coûts apparaissent aujourd'hui abordables.

La mutualisation offerte par le système électrique, clé pour un approvisionnement économique des électrolyseurs

Étant donné la relation entre le coût de l'électricité décarbonée, le facteur de charge de l'électrolyseur et le coût complet de l'hydrogène qui en résulte, aucun moyen de production

électrique pouvant être développé à moyen terme en France métropolitaine ne conduit, s'il est pris isolément, à un résultat performant.

C'est en fait la mutualisation rendue possible par le système électrique qui permet à l'électrolyse d'accéder à des coûts d'approvisionnement en électricité favorables. Dans un système électrique où les principales productions décarbonées (nucléaire, éolien, photovoltaïque), comme la majorité des consommations, sont rigides, il est en effet légitime, en analyse économique, d'imputer à l'électrolyse un faible coût d'approvisionnement en électricité. Il s'agit du même mécanisme qui fait apparaître des prix de l'électricité faibles ou nuls en cas d'abondance de productions rigides. L'électrolyse trouve alors sa place par sa flexibilité, en valorisant des productions électriques fatales, dans des périodes d'excédents.

Mais ceci n'est envisageable que si le système électrique est déjà largement décarboné, ce qui n'est pas encore le cas aujourd'hui à l'échelle européenne. Il en ressort une vision technico-économique en deux temps, où le développement des productions électriques bas carbone doit d'abord concourir à la décarbonation du système électrique. En effet, les MWh d'électricité bas carbone sont au moins deux fois plus efficaces, pour réduire les émissions de CO₂, lorsqu'ils évitent une production d'électricité fossile que lorsqu'ils servent à produire de l'hydrogène par électrolyse¹, et le coût d'abattement associé est le plus souvent inférieur à 100 €/tCO₂².

Dans un second temps seulement, le système électrique pourra présenter des excédents significatifs. Quand ils excéderont pendant une part non négligeable de l'année – de l'ordre de 2000 h/an – ce que les autres flexibilités (décalage temporel des consommations, flexibilité du parc hydroélectrique, éventuelles batteries, etc.) peuvent absorber, alors ces excédents permettront la production d'hydrogène par électrolyse dans des conditions satisfaisantes. Vu d'aujourd'hui, les incertitudes demeurent fortes, sur les coûts mais aussi sur les volumes. En 2020, les calculs de RTE ne faisaient apparaître qu'un gisement faible et incertain à l'échéance de 2035, sous les hypothèses de volumes de production et de volumes de consommation qui prévalaient en 2020.

Dans la mesure où la France est beaucoup plus avancée dans la décarbonation de son système électrique que la moyenne de l'Europe, il convient de poser la question du choix entre une vision fondée sur une optimisation technique à l'échelle européenne, qui jouerait

¹ Sous conditions de prix du gaz élevés, ce raisonnement reste inchangé, puisqu'il recherche justement comment économiser autant de gaz que possible.

² Toujours sous conditions de prix du gaz « ordinaires », et en retenant des coûts prospectifs pour les ENR. Ce coût d'abattement peut devenir très négatif (c'est-à-dire très favorable) sous conditions de prix du gaz élevés. En revanche, les coûts de la fin de trajectoire de décarbonation des systèmes électriques sont plus élevés : voir Criqui P. (2022), *Les coûts d'abattement. Partie 3 – Électricité*, rapport de la commission sur les coûts d'abattement, France Stratégie.

des complémentarités entre pays, et une vision plus autarcique pour la France, mais de nature à ralentir la décarbonation de l'ensemble européen.

Coûts de production, coûts d'abattement

Tous ces éléments pris en compte, les calculs font apparaître les ordres de grandeur suivants, pour les différentes voies de production de l'hydrogène et de ses dérivés.

Synthèse des estimations de coûts de production et d'abattement pour les principales voies de production d'hydrogène examinées, à moyen voire long terme, en France métropolitaine

Procédé	Couleur	Coût de production	Coût d'abattement hydrogène spécifique	Coût d'abattement hydrogène combustible
Reformage de gaz naturel	Gris	env. 1,6 €/kgH ₂	Voie carbonée	Voie carbonée
Reformage, avec CSC	Bleu	env. 2,2 €/kgH ₂	env. 100 €/tCO ₂	env. 250 - 300 €/tCO ₂
Pyrolyse de gaz naturel	Turquoise	(n.d.)	(n.d.)	(n.d.)
Électrolyse d'une production électrique dédiée (renouvelable ou nucléaire)	Vert ou Violet	> 3,5 €/kgH ₂	> 200 €/tCO ₂	> 400 €/tCO ₂
Électrolyse d'excédents décarbonés	Arc-en-ciel ?	Décroissant, plancher incertain → pot. 2,0 €/kgH ₂ ?	Décroissant, plancher incertain → pot. 100 €/tCO ₂ ?	Décroissant, plancher incertain → pot. 250 €/tCO ₂ ?

Note : ces estimations tiennent compte des coûts anticipés dans la décennie 2030, en France métropolitaine. Pour l'approvisionnement en gaz fossile, ils tiennent compte de prix « ordinaires », hors crise des prix et guerre en Ukraine. Des prix particulièrement élevés abaisseraient les coûts d'abattement des deux voies d'électrolyse. Un coût de stockage est pris en compte, quand la production est intermittente. *Nota bene* : ces résultats découlent non seulement des chiffres de 10 et 7,6 kgCO₂ économisés par kgH₂, mais aussi des émissions résiduelles des voies de production bas carbone, notamment une hypothèse de 2,8 kgCO₂/kgH₂ pour l'hydrogène « bleu » ; ainsi que du coût de l'hydrogène gris substitué, et de celui, plus faible, du méthane combustible substitué. L'interaction de ces facteurs produit les coûts d'abattement affichés, qui peuvent être comparés avec la « valeur de l'action pour le climat » estimée à 250 €/t en 2030 et 500 €/t en 2040.

Source : commission Cricqui

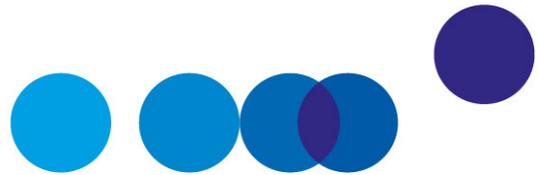
Même si la comparaison des coûts d'abattement avec la « valeur de l'action pour le climat » fait apparaître que toutes les options techniques pourraient à terme être compatibles avec cette VAC, les résultats obtenus doivent être analysés avec précision.

Comme indiqué ci-dessus, l'hydrogène « bleu » ressort comme la voie de décarbonation à moindre coût, pertinente dès le court terme – sous la réserve incontournable, toutefois, d'une bonne optimisation de son bilan climatique complet et de la sécurisation de son approvisionnement en gaz. La voie turquoise apparaît potentiellement intéressante, avec des avantages et inconvénients par rapport à la voie bleue, mais sans qu'il soit possible, à ce jour, de mener des calculs complets.

La production massive d'hydrogène par électrolyse, bien qu'elle apparaisse tributaire du très fort développement préalable de la production d'électricité décarbonée, ressort comme la voie la plus souhaitable et potentiellement la moins coûteuse, à terme. Ainsi, les volumes limités d'hydrogène d'électrolyse accessible à court terme, n'enlèvent rien à l'enjeu des investissements de R & D et d'industrialisation nécessaires pour faire baisser les coûts, positionner l'industrie nationale et assurer que le système industriel de conversion de l'électricité excédentaire en hydrogène soit effectivement en place au moment où il pourra être massivement sollicité.

Les chiffres présentés ici supposent, pour la voie bleue comme pour l'électrolyse, des installations industrielles de grande taille, avec de plus, pour l'électrolyse, un stockage géologique massif d'hydrogène. Les facteurs d'incertitude proviennent notamment des coûts du stockage géologique définitif du CO₂ (pour l'hydrogène « bleu ») et des coûts du stockage géologique temporaire d'hydrogène (pour l'hydrogène d'électrolyse).

Au-delà de ces calculs, menés pour la France métropolitaine et le moyen terme (2030-2040), l'hypothèse d'importations significatives devrait aussi être examinée, en particulier dans une perspective européenne. L'analyse et l'évaluation dépendront tant des hypothèses sur les productions décarbonées à l'étranger que de l'appréciation de leur contexte et des contraintes géopolitiques. Le fait que l'hydrogène est difficilement transportable à longue distance serait alors déterminant. Le calcul économique ferait vraisemblablement apparaître : d'abord des importations à travers des produits dérivés de l'hydrogène facilement transportables, comme de l'acier (ou du minerai de fer pré-réduit) ; ensuite de l'ammoniac, pour les usages spécifiques (engrais azotés notamment) puis pour l'alimentation en combustible de sites industriels portuaires (production d'électricité de pointe, propulsion des navires, etc.) ; et enfin des carburants liquides de synthèse (e-fuels). L'opportunité de telles importations devrait être aussi examinée au vu de considérations de souveraineté économique, que le calcul ne permet pas de renseigner directement.



INTRODUCTION

Après avoir exposé les raisons qui conduisent à envisager un rôle pour l'hydrogène dans les systèmes énergétiques futurs, le présent document examine les principales voies de production d'hydrogène bas carbone. Il calcule alors les coûts d'abattement correspondants, dans l'hypothèse où l'hydrogène produit vient se substituer à l'actuel hydrogène carboné – produit essentiellement, en Europe, par reformage du gaz naturel –, ou à une combustion de gaz naturel. Ce dernier calcul couvre la production électrique de pointe et donc une éventuelle « boucle hydrogène » équilibrant le système électrique, et fournit plus largement une indication pour les usages énergétiques de l'hydrogène.

Les coûts d'abattement obtenus sont l'un des paramètres qui caractérisent les solutions techniques de décarbonation, en conjonction avec la taille du gisement rendu accessible par une chaîne technique, et la profondeur de la décarbonation qu'elle permet¹. Ces deux derniers paramètres ne peuvent être éclairés que par des études de scénarisation complètes.

Avertissement méthodologique

Les calculs de coûts d'abattement présentés ici renvoient à la logique des évaluations en termes d'économie publique. Ils s'entendent chaque fois par comparaison à une chaîne technique « de référence », à savoir celle qui satisfait la même production ou le même usage à moindre coût, dans un contexte de décarbonation incomplète². Les coûts sont dits socioéconomiques (« *coûts SE* ») : ils sont considérés hors fiscalité, mais en intégrant

¹ Par exemple, le recours à des voitures thermiques hybrides, permettant des économies de carburant de l'ordre de 25 % dans les cas d'usage les plus favorables, peut présenter des coûts d'abattement faibles voire négatifs relativement à des voitures thermiques conventionnelles, mais n'est manifestement pas compatible, même associé à des efforts de sobriété massifs, avec une décarbonation profonde.

² Notamment, la solution de référence peut dépendre de la technologie évaluée. Ainsi, un coût d'abattement peut être calculé pour la production d'électricité au gaz fossile, relativement au charbon ; puis pour une solution [renouvelables + gaz], relativement au gaz seul ; puis pour une solution davantage décarbonée, relativement à la combinaison renouvelables + gaz ; etc. A contrario, comparer directement une solution très décarbonée à une production au charbon renseignera sur le coût d'abattement moyen le long de l'ensemble du chemin de décarbonation (à supposer que ce chemin démarre du charbon), mais ne renseignera pas sur les coûts d'abattement marginaux associés à chaque relèvement du niveau d'ambition.

autant que possible les principales externalités ; et ils découlent de l'application du taux d'actualisation public préconisé en France jusque fin 2021¹, à savoir 4,5 %/an.

Les coûts d'abattement obtenus ne doivent donc pas être compris comme une appréciation du niveau de tarification du carbone qui, appliqué de manière uniforme à toute l'économie, permettrait aux solutions examinées de se déployer spontanément.

Enfin, même en se plaçant dans le cadre socioéconomique, plusieurs modalités de calcul des coûts d'abattements distincts peuvent être considérées, en fonction de l'usage qui en est fait. Ce point est explicité dans la partie « méthodologie »² publiée par la commission sur les coûts d'abattement. Le début du Chapitre 2 fait le lien avec la méthodologie générale, qui identifie les formules de calcul à utiliser.

Prise en compte des effets d'apprentissage

Dans le cas des nouvelles chaînes de production d'hydrogène, les technologies à examiner n'ont pour la plupart pas encore passé l'étape de l'industrialisation à grande échelle. En conséquence, les coûts d'abattement futurs ne peuvent être calculés à partir des projets pilotes actuels : ceux-ci visent essentiellement à améliorer les technologies, à progresser vers leur industrialisation à grande échelle en montant dans l'échelle des TRL³, et à ouvrir la voie de l'industrialisation aux entreprises françaises et européennes. C'est donc selon ces critères, non capturables par un coût d'abattement, que ces projets – comme à l'amont les investissements stratégiques dans les technologies et dans leur industrialisation – doivent être évalués.

On peut en revanche calculer des coûts d'abattement prospectifs, fondés sur les coûts futurs attendus des technologies à développer, en prenant en compte notamment les « effets d'apprentissage », d'échelle et de série attendus. Les hypothèses de coût mobilisées restent alors hypothétiques et incertaines, mais elles sont autant que possible explicitées et restent discutables, donc susceptibles d'être amendées.

Hypothèses de prix

Puisqu'ils sont calculés par rapport à une option de référence faisant appel à du gaz fossile, les coûts d'abattement dépendent évidemment du prix de celui-ci. Les scénarios de prix

¹ Ce taux a depuis été abaissé à 3,2 %. Voir France Stratégie (2021), *Guide de l'évaluation socioéconomique des investissements publics. Complément opérationnel : révision du taux d'actualisation*, octobre.

² Criqui P. (2021), *Les coûts d'abattement. Partie 1 – Méthodologie*, rapport de la commission sur les coûts d'abattement, France Stratégie, juin.

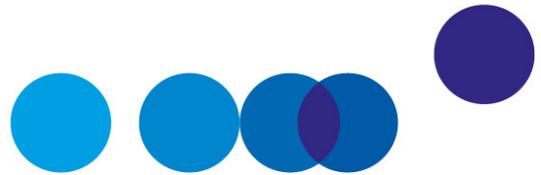
³ Technology Readiness Level, caractérisant les technologies sur une échelle de 1 (principes de base) à 9 (produit éprouvé).

fournis par l'Agence internationale de l'énergie (AIE) avant le Covid-19 présentent d'importants écarts¹, mais pour la zone Europe et sur la période 2020-2050, ils évoluent tous dans un intervalle compris entre 15 et 25 €/2020/MWh_{PCS}². Le haut de la fourchette correspond aux prix susceptibles de se maintenir si la demande de gaz correspond aux politiques actuelles (« *stated policies* », selon le vocabulaire de l'AIE) tandis que, d'après les modèles utilisés, une politique ambitieuse de transition énergétique (« *sustainable development* » voire « *net zero emissions* »³), en réduisant fortement la consommation de gaz fossile, ramènerait les prix vers le bas de la fourchette. La crise gazière en cours pour une durée indéterminée au moment de la présente publication fait apparaître des prix exceptionnellement élevés, souvent au niveau de la centaine d'euros par MWh. Les calculs présentés ici se projettent au-delà de cette crise. On retient pour le prix du gaz deux bornes de 15 et de 35 €/2020/MWh_{PCS}.

¹ AIE (2020), *World energy model documentation*.

² PCS, pour « Pouvoir calorifique supérieur », par opposition à PCI, « Pouvoir calorifique inférieur », signifie que le pouvoir calorifique du gaz est ici comptabilisé en incluant l'énergie susceptible de « s'échapper » avec la vapeur d'eau générée par la combustion – vapeur d'eau qui doit être condensée en eau liquide pour que cette chaleur soit récupérée. L'écart entre les deux métriques est de l'ordre de 10 %.

³ AIE (2020), *Net Zero by 2050. A Roadmap for the Global Energy Sector*.



CHAPITRE 1

L'HYDROGÈNE, POUR QUOI FAIRE ?

Ce premier chapitre rappelle brièvement les enjeux qui conduisent à s'intéresser au vecteur hydrogène, notamment dans le contexte de la décarbonation dite « profonde ». Il recense, sans entreprendre de calculs de coût, les principaux usages pour lesquels l'hydrogène peut être un vecteur essentiel.

1. Les rationalités du déploiement de l'hydrogène dans la transition énergétique

Souvent évoquée au début des années 2000, la question de l'hydrogène émerge de nouveau dans le débat énergétique des dernières années à travers deux préoccupations.

La première découle des succès engrangés dans le déploiement à large échelle des énergies renouvelables « variables », photovoltaïque et éolienne. Se pose alors la question du « bouclage » de systèmes électriques fondés sur des sources variables non pilotables. De tels systèmes présentent en effet une inadéquation temporelle entre production et consommation qui nécessite l'introduction de nouvelles solutions d'ajustement¹ : flexibilisation des consommations, pilotage de certaines productions (hydraulique, nucléaire, éventuelle production fossile résiduelle), solutions de stockage. Les sources de flexibilité étant limitées, la question se pose naturellement des solutions de stockage de plus long terme et plus massives, ou sans limite de gisement. Les technologies de l'hydrogène, en l'occurrence la chaîne [électrolyse → stockage de l'hydrogène → production électrique en turbine à gaz], fournissent alors une technologie « *backstop* », c'est-à-dire a priori capable, sous réserve de ses coûts et de ses rendements, de « boucler » le système en transférant les excédents de production électrique depuis certaines périodes vers d'autres périodes.

¹ Entre autres attendus : voir [la publication conjointe de l'AIE et de RTE](#).

La seconde préoccupation justifiant la prise en compte de l'hydrogène dans les perspectives énergétiques découle de l'Accord de Paris, de la réflexion sur la décarbonation profonde¹ et des objectifs de neutralité carbone : il s'agit de trouver des solutions aptes à décarboner les secteurs où la sortie des fossiles paraît aujourd'hui difficile. Ces secteurs, souvent dits « *hard to abate* », recouvrent a priori de nombreux usages actuels des carburants et combustibles fossiles, en particulier les transports de longue distance (aériens, maritimes et éventuellement terrestres) et la fourniture d'électricité ou de chaleur dans certains sites (insulaires, miniers, industriels isolés, etc.). Pour ces situations, l'hydrogène, en tant que tel ou par des dérivés liquides ou gazeux, se présente comme un potentiel vecteur énergétique décarboné.

La première préoccupation, celle du « bouclage » des systèmes électriques, peut être considérée comme un cas particulier de la seconde. En effet, d'une part, la mobilisation d'excédents électriques est a priori une des voies de production d'hydrogène (voir chapitre 3, § 6). D'autre part, satisfaire les consommations électriques « incompressibles », sur la partie de l'année où les seules productions électriques décarbonées n'y parviendraient pas, fait partie des usages dont les émissions sont « *hard to abate* ». On aborde donc ici l'hydrogène sous l'angle de sa contribution possible à la décarbonation profonde du système électrique, comme à la décarbonation des usages où l'électricité n'apparaît pas comme un vecteur adapté.

2. Principales caractéristiques physiques de l'hydrogène et de l'ammoniac

Il convient d'abord de rappeler les grandes caractéristiques physiques de l'hydrogène, mais aussi de l'un de ses dérivés majeurs qu'est l'ammoniac.

L'hydrogène (H₂) se présente essentiellement sous forme de gaz et ne se liquéfie qu'à très basse température. Sa manipulation en site industriel est très bien maîtrisée, mais la sécurité de ses usages est plus difficile à assurer que pour le méthane. Sa densité énergétique par unité de masse est deux fois et demi meilleure que celle du méthane, mais ceci ne tient pas compte de la masse des réservoirs nécessaires pour des applications mobiles², et sa densité énergétique par unité de volume, à l'état gazeux, est plus de trois fois plus faible.

¹ Concept introduit notamment, à partir de 2013, par le [projet Deep decarbonization pathways](#).

² Cette masse résulte notamment de la pression extrêmement forte (de l'ordre de 600 bars) à laquelle il est nécessaire de stocker l'hydrogène. Par comparaison, le GPL (butane/propane) est stocké à une dizaine de bars, pression lui permettant de se liquéfier, et une bouteille de plongée est pressurisée à 200 bars environ.

S'il peut être manipulé sous forme gazeuse dans des infrastructures de transport par canalisation et de stockage souterrain comparables à celles du méthane, c'est à des coûts plus élevés en regard des quantités d'énergie transportées. Notamment, la possibilité de stockage souterrain est aujourd'hui assurée en cavités salines, mais pas automatiquement dans les nappes sédimentaires qui fournissent en France la majeure partie du stockage de méthane. Enfin, la petite taille de la molécule génère des problèmes de fatigue des aciers, qui imposent des infrastructures adaptées ; et sa très basse température de liquéfaction¹ rend son stockage ou son transport sous forme liquéfiée très peu accessible.

L'ammoniac (NH₃) est produit à partir d'hydrogène via le procédé Haber-Bosch, moyennant un coût et une perte d'énergie dans la conversion. Bien que l'ammoniac se présente sous forme gazeuse à pression et température normales, sa liquéfaction ne requiert qu'un refroidissement ou mise sous pression modérés, ce qui permet de le transporter aisément par navire. S'il est aujourd'hui essentiellement une matière première de la chimie, l'ammoniac pourrait aussi à terme jouer le rôle de vecteur énergétique. En revanche, sa toxicité le réserve a priori à des usages industriels.

3. Les usages de l'hydrogène

3.1. Usages industriels spécifiques

On entend par « usages spécifiques » les usages reposant sur les propriétés chimiques propres à l'hydrogène, plus que sur son seul contenu énergétique. La plupart de ces usages préexistent aux préoccupations climatiques :

- raffinage des carburants, principalement leur désulfuration,
- production d'engrais azotés (l'hydrogène sert alors à synthétiser l'ammoniac),
- production de méthanol, matière première majeure de l'industrie chimique,
- et divers procédés industriels.

Pour tous ces usages, la substitution d'hydrogène faiblement carboné à de l'hydrogène « gris »² actuellement utilisé réduit les émissions d'environ 10 kgCO₂/kgH₂³

¹ -253°C, soit 20 degrés seulement au-dessus du zéro absolu.

² L'hydrogène « gris » est celui obtenu à partir de gaz naturel. Ce procédé émetteur de CO₂ est aujourd'hui la principale voie de production de l'hydrogène.

³ Il s'agit d'une réduction brute, la réduction nette dépendant bien entendu du contenu en carbone de l'hydrogène mobilisé en substitution à l'hydrogène gris. Voir Chapitre 2, § 1.1.

La décarbonation de la sidérurgie ouvre un nouveau champ d'usage spécifique de l'hydrogène. En effet, la mobilisation d'hydrogène bas carbone pour la réduction du minerai de fer¹ – qui engendre aujourd'hui la majorité des émissions de la sidérurgie –, peut ouvrir dans ce secteur des gisements d'abattements d'émissions très substantiels. La modification des hauts-fourneaux, pour admettre une part d'hydrogène, est une voie possible, mais la réduction des émissions à un niveau compatible avec des objectifs de décarbonation profonde suppose vraisemblablement de viser à terme la réduction directe du minerai de fer à l'hydrogène. Cette voie suppose des réinvestissements majeurs, dans un secteur où les actifs industriels ont une durée de vie longue. Comme le minerai de fer est aujourd'hui réduit le plus souvent au moyen de coke de charbon, la transition vers l'hydrogène peut procurer des réductions d'émissions, rapportées au volume d'hydrogène mobilisé, très supérieures² aux 10 kgCO₂/kgH₂ mentionnés ci-dessus, qui prennent comme référence l'utilisation du méthane.

3.2. Usages énergétiques

Les autres principaux usages possibles de l'hydrogène sont énergétiques. L'hydrogène pouvant être brûlé directement, la production d'électricité ou de chaleur est possible. Notamment, la production d'électricité en périodes de tension sur les systèmes électriques peut être envisagée selon les mêmes modalités qu'à partir de gaz méthane : des turbines à gaz adaptées à l'hydrogène sont actuellement en cours de mise au point.

L'ammoniac peut également devenir un combustible, mais uniquement pour des installations ad hoc de grande taille, d'autant qu'il est difficile d'assurer une bonne combustion. Il pourrait se révéler pertinent là où l'hydrogène sous forme H₂ est difficile à acheminer : propulsion des grands navires, tous usages ayant nécessité d'abord un acheminement maritime du combustible, etc. L'ammoniac pourrait par exemple assurer une production sur des systèmes électriques de petite taille en complément des ressources renouvelables, ou encore l'équilibre d'un grand système électrique, en périodes de tension.

L'hydrogène peut aussi être utilisé pour produire de l'électricité dans une pile à combustible, avec un rendement au moins aussi élevé que celui d'un moteur Diesel. Cette technologie est la principale option envisagée aujourd'hui pour les véhicules à hydrogène.

¹ C'est-à-dire l'opération qui transforme les oxydes de fer extraits des mines en fer utilisable par la métallurgie.

² Le chiffre exact dépendra fortement de la voie considérée, de la voie prise comme technologie de référence, de la manière de comptabiliser l'électricité décarbonée également nécessaire pour fondre le fer une fois réduit, etc.

Enfin, l'hydrogène peut être la base des carburants de synthèse, « e-carburants » (e-fuels) et « e-méthane ». Mais une source de carbone est alors nécessaire, et son coût est a priori élevé, en particulier s'il s'agit de s'appuyer sur la « *backstop technology* » que constitue le captage direct de CO₂ atmosphérique (*Direct Air Capture*). Cependant, la source de carbone la plus accessible devrait provenir de la biomasse. La problématique des « e-carburants » rejoint alors celle des biocarburants avancés (de « deuxième génération ») : à titre d'illustration, 1 hectare de cultures produit environ une tonne d'huile végétale (biocarburant de première génération) par an, accompagnée de coproduits valorisables en alimentation animale, mais 2 à 3 tonnes de biocarburants avancés. Cette quantité peut toutefois être doublée – soit environ 5 tonnes par hectare – par adjonction d'hydrogène dans le processus industriel de conversion de la biomasse en carburant.

Tous les usages mobilisant l'hydrogène pour son contenu énergétique¹ ont en commun de se placer légèrement en-dessous des 10 kgCO₂ évités par kgH₂ déjà mentionnés pour les usages spécifiques de l'hydrogène – par exemple, à 7,6 kgCO₂/kgH₂, si l'hydrogène se substitue directement, PCI pour PCI, à du méthane². La plus grande économie d'émissions permise par la configuration « usages spécifiques » – soit la substitution à de l'hydrogène « gris » – s'explique par la plus grande quantité d'énergie consommée par ces usages, dans un monde carboné : à la quantité d'énergie directement nécessaire à l'usage final s'ajoute l'énergie nécessaire à la conversion du méthane en hydrogène (production de l'hydrogène « gris »).

4. Domaine de pertinence de l'hydrogène et scénarisation de la neutralité carbone

Avec la problématique de la neutralité carbone, la question de la décarbonation de la quasi-totalité des vecteurs énergétiques finals devient une question centrale. Elle doit conduire en particulier à identifier les limites de pertinence, pour les différents usages finals, de l'utilisation directe de trois types de vecteurs principaux : l'électricité, les bioénergies et l'hydrogène.

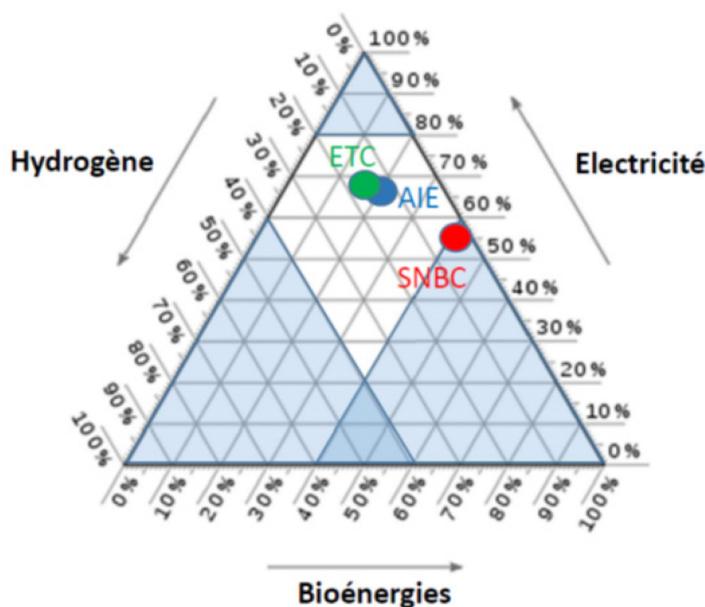
4.1. L'électricité finale, vecteur privilégié de la décarbonation

Les travaux de prospective énergétique modélisée font de plus en plus clairement apparaître la part majeure que doit prendre l'électricité pour atteindre dans la plupart des cas plus de 50 % de la consommation finale d'énergie, à comparer à des valeurs de l'ordre de 25 % aujourd'hui.

¹ Donc un usage moins « noble ».

² En comptant les émissions amont du méthane, selon les chiffres de la base carbone de l'Ademe.

Graphique 1 – Part des vecteurs électricité, hydrogène et bioénergies dans la consommation finale, selon trois scénarios de neutralité carbone en 2050



Lecture : les scénarios de neutralité carbone en 2050 sont celui de l'Agence internationale de l'énergie (AIE), celui de l'« Energy transitions commission » (ETC), tous deux à l'échelle mondiale, et enfin celui de la SNBC pour la France. Dans le scénario de l'AIE, par exemple, l'électricité, l'hydrogène et les bioénergies pèseraient respectivement à hauteur de 65 %, 15 % et 20 % dans la consommation finale en 2050.

Note : dans ce diagramme ternaire, on normalise la somme électricité + bioénergies + hydrogène à 100 %, en excluant certains termes (ce qu'il subsiste de consommations finales d'énergies fossiles, l'énergie solaire thermique, etc.). La part d'un vecteur apparaît donc, dans ce graphique, plus élevée qu'elle ne le serait sur l'ensemble de l'énergie finale.

Source : P. Criqui

Au-delà de ce diagnostic, la détermination précise du vecteur à privilégier pour certains usages – ou du moins la manière dont doit être posée la comparaison entre vecteurs – ne fait pas encore consensus. En effet, ces débats adviennent dans le contexte radicalement nouveau résultant d'un changement de paradigme : la recherche de la neutralité carbone implique une réduction drastique des émissions dans tous les secteurs, même les plus difficiles. Le changement de paradigme tient également à la confirmation de la capacité des technologies dites « granulaires » – comme le photovoltaïque, l'éolien, les batteries, les électrolyseurs – à être produites à très grande échelle et en profitant d'effets massifs d'apprentissage et de série¹.

¹ Voir notamment les travaux de l'International Institute for Applied Systems Analysis (IIASA) : Wilson C., Grubler A., Bento N., Healey S., De Stercke S. et Zimm C. (2020), « Granular technologies to accelerate decarbonization », *Science*, vol. 368(6486), p. 36-39.

4.2. Des frontières entre vecteurs non encore stabilisées

Les transports terrestres à longue distance constituent un exemple identifiable de domaine « *hard to abate* ». Toutes les voies techniques envisageables pour leur décarbonation présentent des inconvénients significatifs, mais de nature très diverse :

- la batterie se heurte à des limites en termes de densité d'énergie massique¹, donc d'autonomie des véhicules, et, pour la charge rapide, de puissance des infrastructures nécessaires ;
- l'électrification directe des infrastructures de transport, notamment les autoroutes, par rails ou par caténares, constitue des projets de très grande ampleur² ;
- si on envisage le recours à des carburants liquides, le gisement potentiel de biocarburants est limité, et les impacts sur les systèmes agro-alimentaires et sur les milieux naturels peuvent être massifs. Quant aux e-fuels, carburants liquides dérivés de l'hydrogène, ils ne sont pas soumis à cette limitation, mais ils ont des coûts particulièrement élevés ;
- pour l'hydrogène utilisé directement, les limites peuvent provenir de la forte complexité des véhicules et de l'infrastructure associée (compression et réservoirs à 350 ou 700 bars, pile à combustible requérant un bon niveau de pureté de l'hydrogène, nécessité en général d'une hybridation par batteries) ;
- de même, si l'hydrogène est produit par électrolyse, le faible rendement de la chaîne de transformations, depuis l'électricité initiale jusqu'aux roues du véhicule, entraîne une consommation d'électricité trois fois supérieure environ à celle d'un véhicule électrique à batteries équivalent³.

Il s'agit là d'inconvénients non directement comparables les uns aux autres, et dont l'anticipation prospective est difficile. Paradoxalement, les voies techniques en début de déploiement peuvent voir leurs limites mieux identifiées... et éventuellement surestimées. Ainsi, l'autonomie limitée des voitures électriques actuelles ne doit pas conduire à ignorer que les performances des batteries permettent d'entrevoir la possibilité d'une électrification des transports terrestres jusqu'aux poids lourds opérant sur de longues distances. Dans

¹ On entend parfois que ce sont les transports « lourds » qui seraient inaccessibles aux batteries. En fait, une plus forte masse à déplacer requiert en général plus d'énergie, mais elle permet aussi d'embarquer une plus forte masse de batteries – comme le démontrent par exemple les nombreux ferrys à batteries en service dans les pays nordiques. C'est donc bien la distance à parcourir sans recharge qui constitue la véritable limite – variable selon les véhicules et usages – de l'électrification par batterie.

² Bien entendu, cette voie et la précédente peuvent être combinées en recherchant une optimisation du système – notamment pour les voies ferrées qui ne sont pas déjà électrifiées.

³ Voir par exemple la [fiche technique de l'Ademe sur le rendement de la chaîne hydrogène](#).

la compétition inter-technologies, les incertitudes portant sur de tels développements affectent évidemment l'identification du domaine de pertinence de l'hydrogène.

Par ailleurs, un autre débouché régulièrement mis en avant pour l'hydrogène serait son usage comme source de chaleur haute température dans l'industrie. Là aussi, de nombreuses technologies d'électrification directe de la chaleur industrielle existent : chauffage par effet Joule, par induction, etc.¹. La difficulté du débat tient à ce que ces technologies, quoique relativement simples, sont aujourd'hui moins développées que les procédés reposant sur les combustibles. En effet, avant le changement de paradigme associé à la neutralité carbone, les sources d'énergie les plus abondantes étaient des combustibles, si bien que le mégawattheure électrique, souvent obtenu à partir de ces derniers, est aujourd'hui généralement plus coûteux que le mégawattheure de combustible. Les effets de « dépendance au sentier » (*path-dependency*) sont donc également à prendre en compte.

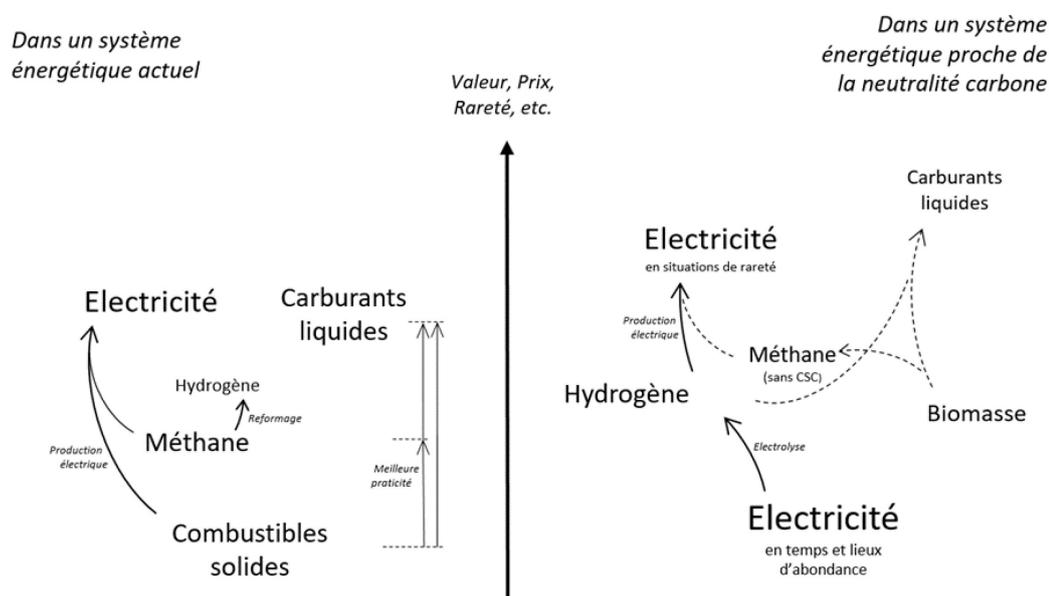
La difficulté de déterminer les frontières de pertinence de l'hydrogène s'applique aussi à l'équilibrage d'un système électrique à forte proportion de photovoltaïque. Ce service d'équilibrage pourrait être assuré non uniquement par l'hydrogène, mais aussi par des technologies de la classe des « batteries Carnot », c'est-à-dire des dispositifs thermodynamiques de stockage d'électricité sous forme de chaleur – au prix d'une importante perte d'énergie par rendement. Ces dispositifs ne sont aujourd'hui pas développés, en raison de leur faible rendement. Mais dans un contexte de neutralité carbone et de forte pertinence, dans certaines géographies, de la production électrique photovoltaïque, il n'est pas impossible qu'ils se révèlent moins coûteux que le passage par l'hydrogène.

4.3. La nécessité de raisonner « en système transformé »

Ainsi, le changement de paradigme qu'entraîne l'objectif de neutralité carbone, les nouvelles perspectives technologiques et le contexte des plans de relance faisant suite à la crise du Covid créent des opportunités mais aussi une incertitude forte sur les perspectives de l'hydrogène. Cette incertitude est fondamentalement liée à son rôle comme vecteur décarboné essentiel dans les secteurs « *hard-to-abate* ». Son très large déploiement ne fait donc sens que si le système énergétique se dirige effectivement vers une décarbonation profonde. En conséquence, l'examen de chaque voie de production ou d'usage de l'hydrogène ne peut être conduit qu'en raisonnant au sein d'un système énergétique préalablement transformé – ou tout du moins en cours de transformation – vers la neutralité carbone.

¹ Ces technologies n'ont donc pas l'avantage du rendement des pompes à chaleur.

Graphique 2 – Représentation stylisée de la position relative des différents vecteurs énergétiques



Note : plus un vecteur est placé haut, plus il est difficilement accessible, ou recherché, ou dirigé vers les usages finaux à plus forte rareté. Les flèches indiquent les principaux processus industriels ou raisons qui déterminent le positionnement relatif des vecteurs.

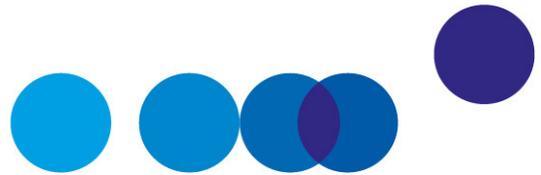
Source : France Stratégie

Cependant les incertitudes sur la configuration de ces systèmes énergétiques décarbonés se répercutent sur les domaines de pertinence de l'hydrogène, à différents horizons de temps. C'est ainsi que, par exemple, l'institut Bruegel met en avant une fourchette d'incertitude, pour la consommation européenne d'hydrogène en 2050, variant d'un facteur de 1 à 7¹. L'importance des incertitudes peut conduire à adopter pour l'hydrogène des approches de développement « sans regret »². Cela consiste à identifier et à déployer en premier lieu les usages pour lesquels l'hydrogène est manifestement la seule ou la principale voie de décarbonation disponible. Parmi ces usages « sans regrets » figurent notamment les différents usages spécifiques de l'hydrogène, y compris sous forme d'ammoniac, et la réduction du minerai de fer.

Dans cet esprit, pour évaluer les coûts d'abattement, on se place ici en premier lieu dans le cadre de la substitution à de l'hydrogène matière, et en second lieu seulement dans le cadre d'un usage énergétique de l'hydrogène. Il reste alors à mettre ces catégories d'usages en regard des voies de production de l'hydrogène.

¹ McWilliams et Zachmann G. (2021), « [Navigating through hydrogen](#) », *Policy Contribution*, n° 08/21, Bruegel, avril. L'estimation basse est de 295 TWh, l'estimation haute de 2080 TWh.

² Proposées notamment [par l'Agora Energiewende](#).



CHAPITRE 2

LES TECHNOLOGIES DE PRODUCTION D'HYDROGÈNE, HORS ÉLECTROLYSE

Les technologies de production de l'hydrogène sont multiples. Il importe de bien distinguer les différentes voies de production possibles, auxquelles est souvent attachée une couleur caractéristique.

Tableau 1 – Typologie possible des principales voies de production de l'hydrogène, carboné (noir et gris) ou décarboné

Intrant	Procédé	Couleur
Charbons, pétroles	Gazéification, etc.	Noir
Gaz naturel	Reformage du méthane	Gris
Gaz naturel	Reformage, avec CSC	Bleu
Gaz naturel	Pyrolyse du méthane	Turquoise
Électricité renouvelable	Électrolyse de l'eau	Vert
Électricité nucléaire	Électrolyse de l'eau	Violet
Mix électrique décarboné	Électrolyse de l'eau	Arc-en-ciel ?
Rayonnement solaire Chaleur nucléaire	Thermolyse de l'eau Photocatalyse Thermolyse de l'eau	<i>Maturité très lointaine</i>

CSC : Capture et stockage (géologique et définitif) du carbone.

Source : *commission Criqui*

1. Les options de référence

On considèrera trois grandes options de référence, selon le contexte et le produit auquel l'hydrogène se substitue.

Tableau 2 – Les trois options de référence

<i>L'hydrogène décarboné se substitue...</i>	<i>Selon une logique de...</i>	Appellation
... à de l'hydrogène gris	... remplacement des installations de production existantes à leur fin de vie	Au renouvellement
	... remplacement accéléré des installations de production existantes	Avec CAPEX échoués
... en tant que combustible, à du méthane fossile	... création de nouvelles capacités de production et de nouveaux usages	Usage combustible

Source : commission Criqui

Ainsi dans la première grande application, consistant à examiner le cas d'un hydrogène décarboné se substituant à un usage spécifique de l'hydrogène, on peut distinguer deux cas de figure :

- L'option de référence dite « *substitution au renouvellement* » correspond à l'analyse socioéconomique d'une situation où, même en l'absence de mise en place de CCS, un investissement dans des capacités de vaporeformage aurait été fait, que ce soit pour renouveler des installations anciennes, ou pour augmenter les capacités de production.
- L'option de référence « *avec CAPEX échoués* » permet d'explorer un contexte de transition énergétique rapide, dans lequel on substituerait de l'hydrogène décarboné à une production préexistante d'hydrogène gris dont les installations n'appelaient pas immédiatement de nouveaux investissements et seraient donc prématurément déclassées.

L'autre grande voie de valorisation, qui fournit le troisième cas de figure, consiste en l'usage de l'hydrogène décarboné comme combustible. On considèrera alors que l'hydrogène se substitue à du méthane fossile, qui est le combustible gazeux de référence du système énergétique actuel. Ce cas de figure correspond donc, par exemple, à l'usage d'hydrogène décarboné pour la chaleur industrielle, ou pour fournir de l'électricité en périodes de pointes. Il ne couvre cependant pas automatiquement tous les usages énergétiques possibles de l'hydrogène.

La première des trois options de référence correspond à un horizon d'investissement déterminé par les cycles industriels préexistants ; tandis que dans les deuxième et troisième options de référence, la décision d'investissement est déclenchée par la volonté de décarbonation. En conséquence, on applique dans le premier cas la « formule 1 »¹ du chapitre méthodologique, et dans les deux suivants la « formule 3 »². La première option de référence (« au renouvellement ») fournira ainsi le niveau de valeur de l'action pour le climat (VAC) marquant, selon une perspective d'évaluation socioéconomique, le début de pertinence de la voie d'hydrogène bas carbone examinée ; tandis que la deuxième option de référence (« avec CAPEX échoués ») fournira le niveau de VAC au-delà duquel il conviendrait, en théorie, d'avoir achevé l'application de cette voie à la production d'hydrogène pour des usages spécifiques.

1.1. Le reformage de méthane fossile : l'hydrogène « gris »

Pour construire les deux premières options de référence, on considère le reformage de gaz fossile, qui, le plus souvent par la voie SMR (*steam methane reforming*), est de fait aujourd'hui la méthode de production d'hydrogène dominante dans le monde³ et plus encore en Europe⁴. Il s'agit donc d'un processus industriel établi et mature. Il présente la caractéristique de nécessiter, pour les coûts rapportés ci-après, des installations centralisées de taille très significative, ce qui reste toutefois compatible avec la majorité des usages actuels de l'hydrogène : production d'ammoniac, de méthanol, désulfuration des carburants fossiles. Seuls les usages spécifiques dans l'industrie diffuse⁵ ne peuvent pas accéder à ces coûts.

Pour le reformage du méthane, l'AIE n'envisage d'hypothèse de progrès notable ni dans les rendements, ni dans les coûts. Nous retenons donc les caractéristiques suivantes (voir Tableau 3 page suivante).

¹ La « formule 1 » effectue le ratio entre les coûts du projet, actualisés à la date de l'investissement, et les abattements d'émissions, non actualisés, qu'il permettra sur son cycle de vie. Voir Criqui P. (2021), *Les coûts d'abattement. Partie 1 – Méthodologie*, rapport, France Stratégie, juin.

² La « formule 3 » revient à calculer, sur une année de fonctionnement du projet, le ratio entre les coûts annualisés du projet et l'abattement d'émissions annuel.

³ 49 % – chiffre rapporté par l'Académie des technologies (AdT), *Rôle de l'hydrogène dans une économie décarbonée*, 2020.

⁴ 94 % en France d'après le « plan Hulot » (*Plan de déploiement de l'hydrogène pour la transition énergétique*, 2018). Ce chiffre est à comprendre hors comptabilisation de l'hydrogène sous-produit de processus industriels.

⁵ Estimés par le « plan Hulot », plan hydrogène de 2018, à 200kt/an, soit 20 % de la consommation française hors auto-production des processus de raffinage, pour des industries dans les domaines de la verrerie, de l'agroalimentaire, de la métallurgie, de l'électronique.

Tableau 3 – Caractéristiques techniques du vaporeformage

Rendement énergétique	76 %	PCI sur PCI
Facteur d'émissions	9,9 kgCO₂/kgH₂	Amont gazier inclus
soit	253 gCO ₂ /kWhH ₂ PCS	Idem

PCI : Pouvoir calorifique inférieur ; PCS : Pouvoir calorifique supérieur.

Source : le rendement est issu de l'AIE (*The Future of Hydrogen*, 2019, et son *Assumptions annex*) et est combiné aux facteurs d'émissions de la base carbone de l'Ademe¹

Tableau 4 – Coûts du vaporeformage, issus de l'AIE (2019)

CAPEX	840 €/kWh ₂ PCI
OPEX fixes	4,7 %/an des CAPEX
Durée de vie	25 ans
Disponibilité	95%
Coût complet, gaz bas	1,1 €/kgH₂
Coût complet, gaz haut	2,1 €/kgH₂

Note : les coûts complets donnés aux deux dernières lignes sont des coûts socio-économiques annualisés, découlant des hypothèses rappelées en introduction.

Source : AIE, *The Future of Hydrogen* (2019)

1.2. La référence méthane énergie

En première approche, c'est-à-dire en négligeant les coûts de réseau et de l'installation de combustion, la substitution d'un usage de méthane-énergie par de l'hydrogène peut être caractérisée de la manière suivante.

Tableau 5 – Émissions et coûts évités par l'usage d'hydrogène en combustion, en substitution à du méthane fossile.

Émissions brutes évitées	7,6 kgCO₂/kgH₂
Coût brut évité, gaz bas	0,56 €/kgH₂
Coût brut évité, gaz haut	1,30 €/kgH₂

Source : AIE, *The Future of Hydrogen* (2019), et facteurs d'émissions de l'Ademe

¹ 17 % des émissions proviennent de l'amont du gaz, et 83 % de ses émissions directes, sur site. L'estimation des émissions amont, effectuée en lien avec l'industrie, comporte des incertitudes et pourrait être légèrement optimiste.

La moindre économie d'émissions permise par cette configuration, en comparaison de la configuration « usages spécifiques » (substitution à de l'hydrogène « gris »), s'explique par ce qu'elle n'évite pas les pertes de la conversion du méthane en hydrogène.

2. Reformage avec capture et stockage du CO₂ : l'hydrogène « bleu »

La production d'hydrogène « bleu » consiste à associer, à la production d'hydrogène de reformage « gris », un dispositif de captage et stockage géologique du CO₂ (CSC). Il importe que le CO₂ capté soit stocké, et non réutilisé (CCU), car il y aurait alors, en bout de chaîne, réémission de ce CO₂, et on ne serait pas dans une configuration de décarbonation profonde.

La voie « bleue » peut, comme la production d'hydrogène « gris », passer par deux techniques distinctes¹ : le vaporeformage (SMR) et le reformage auto-thermique (ATR). Dans la voie SMR, les deux tiers environ du méthane sont utilisés comme matière première, tandis que le tiers restant est brûlé pour apporter l'énergie nécessaire au processus. Dans la voie ATR, la réaction est exothermique, si bien que l'ensemble du méthane sert de matière première – mais la consommation de méthane reste à peu près équivalente, car la stœchiométrie de la réaction réclame 4 moles de méthane là où la réaction de vaporeformage en réclame 3².

Il se trouve qu'en pratique, la voie SMR apparaît en général légèrement plus économique que la voie ATR, pour la production d'hydrogène « gris ». Cependant, les premiers projets de production massive d'hydrogène « bleu », en bordure de Mer du Nord pour profiter des stockages de CO₂ en gisements d'hydrocarbures et en aquifères salins, font apparaître que cet équilibre serait inversé, la voie ATR ressortant comme plus performante pour l'hydrogène « bleu ». Ceci s'explique par la difficulté à capter, pour la voie SMR, le flux de CO₂ issu de la chaudière, qui est nettement moins concentré. D'autres solutions sont par ailleurs possibles, par SMR, ou bien en renonçant à capter le flux de chauffage, ou bien en le décarbonant, potentiellement par électrification directe.

Ce dernier cas, le vaporeformage de méthane chauffé à l'électricité et associé à la capture et stockage du CO₂ de procédé, est détaillé notamment par les travaux de Sebastian Wissmann, en lien avec l'entreprise Haldor Topsoe. Au vu de ses consommations de méthane et d'électricité, il peut s'analyser comme une forme de moyenne pondérée de l'hydrogène « tout bleu » et de l'hydrogène d'électrolyse (voir ci-après, sections 3 et 4).

¹ Et parfois utilisées en combinaison, sur certains sites.

² SMR : $\text{CH}_4 + 2 \text{H}_2\text{O} \rightarrow 4 \text{H}_2 + \text{CO}_2$ ATR : $\text{CH}_4 + \text{H}_2\text{O} + \frac{1}{2} \text{O}_2 \rightarrow 3 \text{H}_2 + \text{CO}_2$

Sous réserve d'atteindre effectivement les CAPEX faibles que sa compacité rend a priori possibles, il pourrait être une solution pertinente dans tout contexte où à la fois l'hydrogène bleu et l'hydrogène d'électrolyse seraient jugés pertinents.

On considérera ici que les deux voies SMR et ATR ont des caractéristiques globales très proches, que ce soit avec ou sans capture du CO₂, si bien qu'on peut les considérer indifféremment. La concentration élevée du CO₂ issu de la production d'hydrogène « bleu » place celle-ci parmi les procédés industriels pour lesquels le captage du CO₂ est le moins coûteux¹. Ceci permet de considérer ici cette voie, même si la SNBC actuelle n'envisage le CSC qu'« avec prudence », à savoir à hauteur de 15 MtCO₂/an en 2050, dont 5 de carbone fossile issu d'industries et 10 de carbone biosourcé, qui correspondraient donc à autant d'émissions négatives.

L'ajout du captage et stockage géologique de carbone aux procédés de reformage du méthane augmente la consommation de gaz de 10 %, et le CAPEX de moitié environ². Pour le calcul, on suppose ici que 90 % du CO₂ produit sur site est capté et séquestré. Les émissions³ de ce mode de production de l'hydrogène se décomposent alors entre les émissions de l'amont du gaz, qui, d'après les valeurs de la base carbone de l'Ademe, contribuent alors aux deux tiers du total, et les 10 % d'émissions directes non séquestrées, qui contribuent à hauteur d'un tiers.

Tableau 6 – Hypothèse de facteur d'émission pour l'hydrogène bleu

Facteur d'émissions	2,8 kgCO₂/kgH₂
soit	71 gCO ₂ /kWhH ₂ PCS
Profondeur d'abattement	- 72 %

Source : le rendement est issu de l'AIE (The Future of Hydrogen, 2019, et son Assumptions annex) et est combiné aux facteurs d'émissions de la base carbone de l'Ademe et à l'hypothèse de taux de captage du CO₂

2.1. Prise en compte des émissions résiduelles

Les émissions résiduelles, rapportées à celles du processus de référence, ne sont pas négligeables, puisqu'elles en représentent 28 %. Ainsi le vaporeformage avec CSC

¹ Voir par exemple l'avis technique de l'Ademe (2020), « [Captage et stockage géologique de CO₂ en France. Le CSC, un potentiel limité pour réduire les émissions industrielles](#) », 44 p.

² Ce surcroît de CAPEX est supposé décroître fortement avec le temps, d'après les projections de l'AIE. La valeur de +50 % de CAPEX rapporté ici correspond au point de passage en 2030, toujours d'après ces projections.

³ Les chiffres donnés ici sont fondés sur les potentiels de réchauffement global à 100 ans. On ne suit donc pas les propositions de calcul reposant sur des métriques plus court-termistes.

n'atteint pas automatiquement des seuils exigeants en matière d'émissions résiduelles¹. La réduction des fuites de méthane (en amont) et celle de la fraction du CO₂ non définitivement stockée (en aval) sont donc des enjeux importants. En cas de développements industriels, ces deux paramètres devraient être évalués et optimisés avec attention.

2.2. Un coût de la CSC incertain

L'incertitude quant aux coûts de la voie SMR+CSC tient principalement aux coûts du transport et stockage du CO₂. Comme le met en avant l'avis technique de l'Ademe, des volumes importants sont nécessaires pour limiter les coûts, notamment ceux de l'infrastructure de transport du CO₂, qu'elle soit terrestre (pipelines) ou maritime (pipelines, ou navires et leurs terminaux). L'incertitude sur les coûts tient aussi aux questions d'acceptabilité, puisque les solutions de stockage terrestre sont les moins chères.

En France, si l'on suppose une faible acceptabilité des stockages terrestres nouveaux (hypothèse qui serait néanmoins à vérifier), restent deux cas de figure principaux : le cas particulier du site de Lacq, qui présente un potentiel de stockage mais est éloigné des bassins industriels majeurs ; et le cas d'émissions captées en Hauts-de-France ou Normandie, et exportées vers des sites de stockage de la Mer du Nord. Les coûts de cette configuration dépendront fortement du développement d'un système ad hoc, avec le cas échéant réutilisation de parties de l'actuelle infrastructure gazière et pétrolière par les pays concernés, notamment les Pays-Bas.

L'AIE retient, dans son rapport sur l'hydrogène mentionné ci-dessus, un coût de transport et stockage de **20 \$/tCO₂**. Il ne s'agit toutefois que d'un coût valable dans les contextes géographiques les plus favorables. Puisque le contexte européen implique plus vraisemblablement un stockage en mer après transport, nous supposons un coût de **50 €/tCO₂** pour le stockage. Il est à prendre comme un ordre de grandeur du coût pouvant être atteint par une infrastructure de grande échelle, utilisée à plein sur toute sa durée d'amortissement.

2.3. Résultats pour le vaporeformage avec CSC

Les coûts complets de production d'hydrogène par vaporeformage avec CSC sont alors les suivants.

¹ Pour mémoire, le seuil de la taxonomie de l'UE avait d'abord été proposé à 2,26 kgCO₂/kgH₂, et est désormais fixé à 3,0 kgCO₂/kgH₂.

Tableau 7 – Coûts socioéconomiques annualisés de la production d'hydrogène, par vaporeformage avec CCS

€/kgH ₂	Gaz bas	Gaz haut
2020	1,8	2,9
2030	1,7	2,8
Long terme	1,7	2,8

Note : coûts donnés en fonction de la date de l'investissement, d'après la trajectoire proposée par l'AIE concernant le coût des installations de production, et avec une hypothèse de stockage du CO₂ au coût de 50 €/t.

Source : commission Criqui

Pour calculer les coûts d'abattement associés, on retient ensuite les coûts donnés par l'AIE pour un investissement effectué en 2030. On obtient les résultats suivants.

Tableau 8 – Coûts d'abattement associés à l'hydrogène « bleu »

€/tCO ₂	Gaz bas	Gaz haut
Au renouvellement	80	90
Avec CAPEX échoués	110	130
Usage combustible	240	310

Source : commission Criqui

Toutes ces valeurs sont inférieures à la VAC, dès aujourd'hui, là où l'hydrogène, du fait d'usages spécifiques, constitue d'ores et déjà un point de passage obligé : production d'ammoniac, de méthanol et désulfuration des carburants (ce qui correspond aux références « au renouvellement » et « avec CAPEX échoués»). **Le vaporeformage avec CCS ressort donc du calcul socioéconomique comme une technologie à mobiliser dès aujourd'hui.** L'intérêt de le mobiliser pour produire de l'hydrogène à usage purement énergétique¹, là où la solution « fossile » disponible passe par le gaz naturel, apparaît un peu plus éloigné, tout en restant atteint avant 2040.

Ces conclusions apparaissent relativement robustes à l'hypothèse retenue quant au coût du stockage de CO₂ :

- même en retenant un coût de stockage du CO₂ à 100 €/t, les coûts d'abattement en configurations « usages spécifiques » restent inférieurs à 180 €/tCO₂ ;

¹ Par opposition aux usages spécifiques.

- même en supposant ce coût divisé par deux, le coût d'abattement en configuration « *usage combustible* » dépasse 200 €/tCO₂¹.

Ces résultats sont également robustes au prix du gaz – le calcul compare en effet une solution de référence et une solution de décarbonation qui mobilisent toutes deux du gaz, dans des quantités qui ne diffèrent que modérément. En revanche, ceci ne supprime pas **l'interrogation sur la disponibilité du gaz, pour la durée de vie de l'installation, et sur la sécurisation de son approvisionnement.**

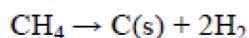
3. Les autres voies non électrolytiques

3.1. Production d'hydrogène à partir du charbon : l'hydrogène « noir »

La production à partir de charbon, avec ou sans CSC, peut être décrite par raccourci comme similaire à celle à partir du gaz, à ceci près que les émissions de CO₂, ou les quantités à stocker, sont à peu près deux fois supérieures, alors que les coûts de la matière première sont significativement plus faibles. L'AIE identifie donc la production à base de charbon avec CSC comme une filière envisageable pour les pays à fortes ressources charbonnières, mais sans ressources en gaz. La Chine et l'Inde notamment sont dans ce cas. Il s'agit également d'une voie dont le développement est envisagé pour alimenter le Japon depuis l'Australie². Ces conditions ne s'appliquant pas à la France, nous ne détaillons pas ces voies.

3.2. La pyrolyse de méthane : l'hydrogène « turquoise »

La pyrolyse de méthane (« *methane splitting* ») consiste à séparer le CH₄ en dihydrogène d'une part, et en noir de carbone (carbone solide, noté C(s)), d'autre part. La réaction correspondante, qui nécessite des températures élevées, est³ :



¹ En d'autres termes, le plus fort déterminant du coût d'abattement, pour les usages de l'hydrogène bleu comme combustible, tient non aux coûts du stockage de CO₂, mais aux coûts et à la perte de rendement de la conversion supplémentaire qu'implique le recours à l'hydrogène pour des usages que de simples combustibles sont capables d'assurer.

² Voir par exemple *Financial Times* (2020), « Will Australia's 'hydrogen road' to Japan cut emissions? », 20 novembre.

³ Comme rapporté par exemple par : OSTI (2017), *An Overview of Natural Gas Conversion Technologies for Co-Production of Hydrogen and Value-Added Solid Carbon Products*, US Department of Energy, Office of Scientific and Technical Information, novembre, 73 p.

Ainsi, dans la pyrolyse de méthane, tous les atomes d'hydrogène viennent du méthane, tandis que dans le reformage du méthane, la moitié (vaporeformage) ou un tiers (reformage autothermique) des atomes d'hydrogène est apportée par de l'eau. En conséquence, la consommation de méthane de la voie « turquoise » est nécessairement d'au moins une demi-mole par mole de dihydrogène, soit **62 kWh CH₄ PCS /kgH₂**, ce qui correspond à un rendement de 60 %, PCI sur PCI. Ces chiffres, qui ne tiennent pas compte de la chaleur haute température à ajouter au processus, sont donc moins favorables que ceux relatifs au reformage de méthane, même avec CCS (54 kWh /kgH₂; rendement PCI sur PCI de 69 %). Quant à l'enthalpie de réaction, c'est-à-dire la quantité minimale d'énergie thermique à apporter pour que la réaction puisse avoir lieu¹, elle correspondrait à consommer 13 % du flux d'hydrogène sortant, compté en PCS.

La voie de pyrolyse du méthane la plus mentionnée est celle des torches plasma, aujourd'hui parvenue au stade des démonstrateurs industriels. L'apport de chaleur y est assuré sous forme d'électricité. L'AIE (2019, *op. cit.*) indique simplement que la consommation électrique est divisée par 3 à 5 relativement à l'électrolyse (voir chapitre 3, § 1), pour une même production d'hydrogène. Cette consommation d'électricité n'est pas négligeable : en retenant une consommation 4 fois inférieure à l'électrolyse PEM ou alcaline, un contenu carbone de l'électricité de $4 \times 185 = 740$ g/kWh annulerait à lui seul l'intérêt climatique du procédé (voir chapitre 3, § 2). Ainsi, assurer l'approvisionnement du processus en électricité par une TAG-CC² au gaz fossile annulerait plus de la moitié de son intérêt climatique. Alternativement, on pourrait intégrer la consommation électrique au calcul en supposant qu'une part du flux d'hydrogène est prélevé pour produire l'électricité du processus. Le calcul donne alors que la quasi-totalité, si ce n'est plus, de l'hydrogène produit, doit être auto-consommé !

Ainsi, en considérant cette technologie sous l'angle de l'hydrogène uniquement, et avant même de calculer l'impact du CAPEX sur les coûts d'abattement, il apparaît que la pyrolyse du méthane se situe défavorablement relativement au vaporeformage avec CSC : en comparaison, elle consomme tout à la fois davantage de méthane et davantage d'électricité. Aussi, **cette voie n'apparaîtrait socioéconomiquement opportune que si elle atteignait des CAPEX extrêmement bas, et dans un contexte où la CSC poserait des difficultés majeures, alors même que l'importation de gaz fossile pour la production d'hydrogène décarboné resterait admis.**

Cette conclusion provisoire ne tient toutefois pas compte de la valorisation éventuelle du « noir de carbone », qui pourrait changer l'équilibre si elle devenait une motivation majeure du processus. Un tel scénario ne justifierait cependant qu'un rôle limité pour la pyrolyse de

¹ Ici, 74,8 kJ/mol.

² Turbine à gaz à cycle combiné – il s'agit du mode de conversion du gaz en électricité le plus efficace.

méthane. L'AIE considère en effet une consommation mondiale de noir de carbone de 12 Mt/an, soit la co-production associée à 4 Mt/an d'hydrogène, chiffre à rapporter à une consommation mondiale d'environ 70 Mt/an, sans même compter les nouveaux usages de l'hydrogène.

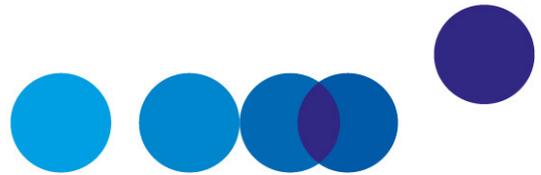
3.3. La dissociation non électrolytique de l'eau

Outre l'électrolyse, la dissociation de l'eau en hydrogène et oxygène pourrait théoriquement être effectuée :

- en apportant toute l'énergie sous forme de chaleur (thermolyse de l'eau). Les températures requises, de l'ordre du millier de degrés au minimum, limitent les solutions à des filières avancées de solaire à concentration ou de nucléaire¹, et rendent les éventuelles applications extrêmement lointaines ;
- par voie photocatalytique, c'est-à-dire par photosynthèse artificielle. Là aussi, d'éventuels développements paraissent extrêmement lointains.

En conséquence, il n'est pas possible de produire des calculs de coûts d'abattement pour ces voies de production. Cependant, il n'est pas exclu qu'elles puissent jouer un rôle significatif à très long terme, ni que des mesures prises aujourd'hui pour permettre leur émergence puissent faire sens.

¹ Les réacteurs à très haute température sont l'une des 6 familles technologiques répertoriées par le Forum international génération IV. A priori, seuls des développements de long terme de cette famille atteindraient les températures requises pour la thermolyse de l'eau.



CHAPITRE 3

L'ÉLECTROLYSE : CARACTÉRISTIQUES TECHNIQUES ET ÉCONOMIQUES

L'électrolyse est la voie la plus souvent évoquée dans les nouvelles perspectives de l'hydrogène. Dans le contexte de la neutralité carbone et du développement des renouvelables électriques, elle apparaît comme le moyen de « connecter » les usages des combustibles, notamment pour les transports, à ces sources d'électricité renouvelable. De plus, l'électrolyseur, comme les batteries et le solaire photovoltaïque, constitue une technologie « granulaire » (voir Chapitre 1, § 4.1.). On entend par ce terme une technologie qui repose sur une brique élémentaire de petite taille (ici la cellule d'électrolyse), brique susceptible d'être produite en grandes séries dans des « gigafactories », puis assemblée dans des batteries (au sens générique du mot) de la taille voulue. L'expérience des batteries comme du photovoltaïque souligne combien les effets d'échelle et de série à la production, et donc de prime aux premiers entrants¹, peuvent être massifs, incitant les acteurs industriels à anticiper les développements.

1. Caractéristiques principales des électrolyseurs

L'électrolyse procède à partir de plusieurs filières :

- l'**électrolyse alcaline**, dont l'AIE rappelle qu'elle a été déployée industriellement à partir des années 1920, notamment associée à de l'hydro-électricité, à une époque où l'industrie gazière n'était pas encore développée. Elle a la capacité de suivre les variations de charge de productions électriques intermittentes ;
- la **technologie à membrane (PEM)**, plus récente, mobilisant du platine et convertissant l'électricité un peu moins efficacement, mais encore plus souple d'usage, au point de pouvoir fournir des services systèmes au système électrique ;

¹ « *First-mover advantage* », avantage possible, mais qui ne s'est pas vérifié pour le photovoltaïque, puisque c'est dans un deuxième temps que le marché a été capté par les producteurs chinois.

- **l'électrolyse à haut rendement**, procédant à hautes températures, qui est en phase de prototypes industriels (TRL 6 environ), entre autres en France. Comme son nom l'indique, elle est plus économe en énergie, mais probablement aussi moins flexible, en termes de pilotage de la production.

En première approche, nous considérons ici, d'une part les technologies alcalines et PEM, et d'autre part la technologie à haut rendement, sur la base des caractéristiques suivantes.

Tableau 9 – Consommation électrique et durée de vie des électrolyses alcaline et PEM

Consommation électrique	56 kWhe par kgH ₂	Avant compression
Rendement énergétique	60 %	PCI sur électricité
Durée de vie des piles	90 000 heures	Hypothèse RTE

Source : d'après Ademe (2020), « Rendement de la chaîne hydrogène », janvier ; et RTE (2020), « La transition vers un hydrogène bas carbone – Atouts et enjeux pour le système électrique à l'horizon 2030-2035 », janvier

Tableau 10 – Consommation électrique de l'électrolyse à haut rendement

Consommation électrique	42 kWhe/kgH ₂	Avant compression
Rendement énergétique	80%	PCI sur électricité

Source : d'après Butler et al.¹, rapporté par l'Académie des technologies.

Le chiffre de consommation électrique de 56 kWhe/kgH₂ (à rapporter à un contenu énergétique de l'hydrogène de 33 kWh/kg, ce qui correspond donc à un rendement de 60 %), chiffre utilisé ici pour les technologies alcalines et PEM, ne correspond pas au meilleur rendement atteignable, mais davantage au rendement à attendre en pratique, dans un système industriel à coût optimisé. Selon ces hypothèses, les électrolyseurs à haut rendement (80 %) consomment 25 % d'électricité en moins que les deux autres technologies. Dit autrement, ils produisent à ressource donnée un tiers d'hydrogène en plus.

L'AIE donne par ailleurs des projections de fourchettes de rendements, de durée de vie et de coûts pour chacune des trois technologies. Elle envisage aussi une progression des rendements pour les trois technologies.

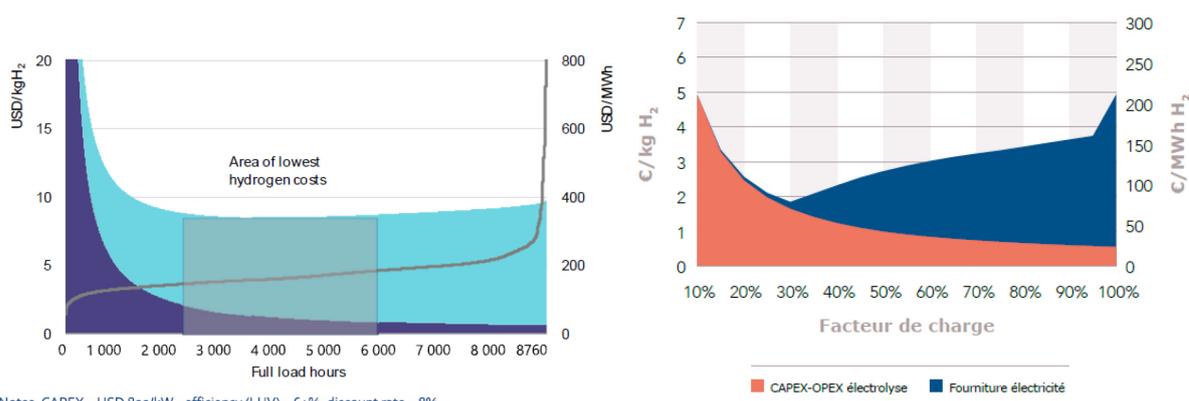
On retient ici une durée de vie des « stacks » de 90 000 heures d'utilisation. Ceci correspond grossièrement à la borne haute des fourchettes données par l'AIE, pour les

¹ Buttler A. et Spliethoff H, « Current status of water electrolysis for energy storage, grid balancing and sector coupling via power-to-gas and power-to-liquids: A review », *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 82, février, p. 2440-2554.

échéances de mise en service en 2020 et 2030, c'est donc une hypothèse nettement favorable. Il s'agit aussi de l'hypothèse retenue par RTE dans son rapport de janvier 2020 sur l'hydrogène. Pour fixer les idées, 90 000 heures correspondent à dix ans de fonctionnement continu, ou encore à 26 ans (soit une durée comparable à la vie d'une installation de production ERV¹) de fonctionnement au taux de charge de 40 % (soit 3 500 heures par an)².

Un paramètre essentiel des coûts de l'hydrogène est alors le facteur de charge de l'électrolyseur. De nombreux travaux font état du compromis à trouver entre faibles facteurs de charge, visant à profiter d'un approvisionnement en électricité bon marché, mais qui augmentent le CAPEX rapporté à la quantité d'hydrogène produit, et forts taux de charge, qui peuvent nécessiter de s'approvisionner en électricité à des moments où celle-ci est plus chère.

Graphique 3 – Illustrations du compromis entre faibles et forts facteurs de charge



Lecture : dans les deux cas, les coûts fixes forment l'hyperbole qui remplit le bas et la gauche des graphiques. À gauche une figure du rapport de l'AIE, valant pour le Japon, avec vraisemblablement des coûts de réseau électrique, d'où une prédominance des coûts d'approvisionnement en électricité. À droite une figure du rapport de RTE, pour 2035 en France, et pour le premier électrolyseur ajouté au système.

Source : AIE, *The Future of Hydrogen (2019)*, et RTE (2020), « *La transition vers un hydrogène bas carbone – Atouts et enjeux pour le système électrique à l'horizon 2030-2035* », *op. cit.*

Toutefois, ces raisonnements sont en général conduits sur le coût du produit hydrogène, en €/kgH₂, et non dans une logique de coûts d'abattement. Pour passer à une vision en coûts d'abattement, nous devons d'abord calculer les réductions d'émissions permises par l'hydrogène électrolytique.

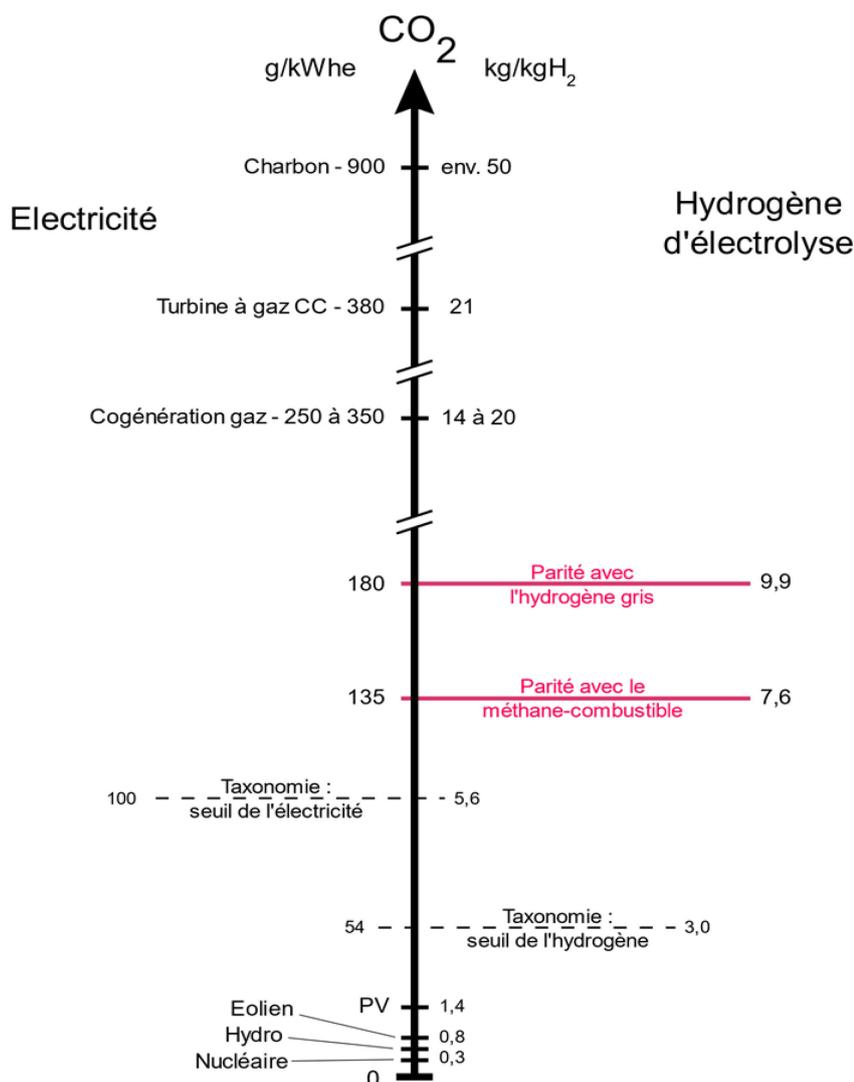
¹ ERV : énergies renouvelables variables, recouvrant principalement l'éolien et le solaire photovoltaïque.

² Taux que la programmation électrique allemande se trouve envisager pour l'horizon 2035 : https://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/2035/SR/Szenarioahmen_2035_Genehmigung.pdf

2. Contenu carbone de l'hydrogène d'électrolyse

Le contenu carbone de l'hydrogène électrolytique peut être calculé directement à partir du contenu carbone de l'électricité mobilisée.

Graphique 4 – Correspondance entre contenus carbone de l'électricité et de l'hydrogène électrolytique qu'elle produit, pour les technologies alcaline et PEM



Note : les contenus carbone utilisés sont ceux de la base carbone¹, sauf pour le photovoltaïque, où on a considéré une valeur « prospective » de l'ordre de 25 g/kWh, pour prendre en compte le fait que les revues de littérature fondées sur la compilation d'analyses de cycle de vie de réalisations déjà en service présentent nécessairement un décalage relativement aux performances des réalisations à venir.

Source : commission Criqui

¹ <https://www.bilans-ges.ademe.fr/>

Il apparaît en tout premier lieu que, du fait d'une conversion de l'électricité vers un gaz, à l'inverse des conversions en jeu dans le système énergétique actuel, l'échelle des contenus carbone de l'électricité et celle des contenus carbone de l'hydrogène se retrouvent en décalage : produire de l'hydrogène d'électrolyse à partir de la solution carbonée de référence pour la production d'électricité, à savoir le cycle combiné gaz, entraîne un contenu carbone deux fois plus élevé que le recours à la solution carbonée de référence pour l'hydrogène, à savoir la voie « grise ». De même, une électricité que son contenu carbone place au seuil de la taxonomie de l'UE¹ produit, par électrolyse, un hydrogène relativement peu décarboné : 5,6 kgCO₂/kgH₂, soit -44 % par rapport à l'hydrogène « gris », et presque deux fois la valeur-seuil de la taxonomie pour l'hydrogène². En d'autres termes, **l'obtention d'un hydrogène raisonnablement décarboné, relativement à la solution de référence carbonée, nécessite de disposer d'une électricité profondément décarbonée.**

En conséquence, une électricité fossile sans CSC alimentant un électrolyseur produit un hydrogène plus carboné encore que la solution carbonée de référence. Cela est vrai même pour une électricité de cogénération-gaz³. L'AIE et l'Académie des technologies font le même constat, en signalant que, pour faire sens du point de vue de la décarbonation, des **électrolyseurs alcalins ou PEM ne doivent pas appeler d'électricité au contenu carbone supérieur à 185 gCO₂/kWh** (chiffre correspondant au 180 gCO₂/kWh présenté ci-dessus). On peut ajouter que, pour l'usage-type « combustible » qu'on a identifié, le seuil correspondant s'établit à environ 135 gCO₂/kWh.

Si ce résultat, qui exclut tous les moyens de production fossile, vaut bien sûr pour le contenu carbone moyen de l'électricité, il vaut aussi pour son contenu carbone marginal. En d'autres termes, **il serait absurde de produire de l'hydrogène par électrolyse depuis un système électrique qui, au même instant, mobiliserait un moyen de production fossile, serait-ce une TAG-CC à haut rendement.** L'hydrogène ainsi produit serait en réalité plus de deux fois plus carboné que l'hydrogène produit par vaporeformage de méthane.

3. L'influence du facteur de charge

Pour poursuivre les calculs, des éléments sur les coûts des électrolyseurs sont nécessaires, y compris dans des configurations supposant des facteurs de charge très différents. Jusqu'à aujourd'hui, les électrolyseurs déployés sur les réseaux fonctionnent

¹ Voir « [Neutralité carbone : la taxonomie européenne en six questions](#) » sur le site Vie publique.

² Alors même que ce dernier seuil a été relevé, relativement à la proposition initiale des experts.

³ Comptée ici selon la clé de répartition électricité-chaleur la plus favorable au produit électricité.

pour la plupart avec des facteurs de charge significatifs. En effet, ils n'ont pas été déployés dans un objectif de décarbonation mais sont justifiés par un besoin identifié : ou bien celui d'un hydrogène à haut niveau de pureté ; ou bien de quantités trop faibles pour permettre une installation de vaporeformage¹ ; ou encore des développements expérimentaux, par exemple de bus ou de poids-lourds à l'hydrogène. De ce fait, les données relatives aux coûts des électrolyseurs ne sont souvent pas exprimées d'une manière qui permet de bien comprendre comment ces coûts se comportent à faibles facteurs de charge.

On peut distinguer deux catégories de coûts des installations d'électrolyse :

- le coût des « stacks » (piles), qui ont une durée de vie limitée, qu'on suppose ici (voir § 1) à 90 000 heures de fonctionnement (soit dix ans de fonctionnement continu). La diffusion des différentes technologies d'électrolyseurs permettra de faire baisser ce coût, notamment à travers les effets de série dans les « gigafactories » de production de ces piles ;
- le coût de l'usine où les piles sont installées : site, traitement de l'eau, installations de contrôle, etc. Ces coûts seront décroissants avec l'expérience industrielle de l'électrolyse. Surtout, ce sont eux qui incitent à déployer l'électrolyse dans des usines de grande taille, permettant des économies d'échelle.

La distinction entre ces deux catégories de coûts confirme le parallèle avec les technologies du photovoltaïque ou des batteries.

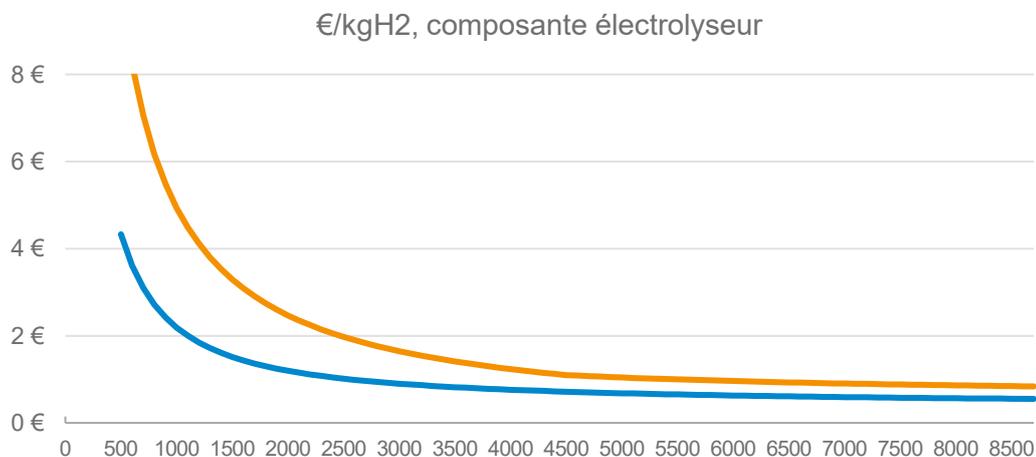
L'AIE fournit des CAPEX et OPEX sans distinction entre piles et usine. RTE fait une distinction entre les CAPEX totaux, de 910 €/kWe en comptant les « coûts d'installation » ; et les coûts de remplacement de la pile², de seulement 210 €/kWe, soit moins d'un quart du total. Dans les deux cas, il est difficile de savoir si les OPEX, exprimés en €/kWe/an, seraient ou non abaissés par une utilisation à faible taux de charge³. RTE suppose de plus que le système n'a qu'une durée de vie de vingt ans. Il en résulte que, pour des facteurs de charge inférieurs à 4 500 heures/an, l'usine arrive en fin de vie avant les piles qu'elle contient. On peut, pour rendre compte de l'impact des différents jeux d'hypothèses, tracer les courbes de coûts correspondantes (Graphique 5).

¹ Dans ce cas, ils se substituent au très coûteux transport d'hydrogène par camion depuis le site de production.

² Intervenant par exemple au bout de vingt ans si on a sollicité l'électrolyseur avec un facteur de charge de 50 %.

³ C'est-à-dire, de savoir si ces OPEX sont fixes ou non.

Graphique 5 – Composante « usine d'électrolyse » du coût socioéconomique de l'hydrogène électrolytique, en fonction du facteur de charge, en heures par an



Note : la courbe bleue est obtenue à partir de l'hypothèse de coûts de l'AIE pour une installation en 2030, en supposant que seule la durée de vie de la pile limite la durée de vie de l'ensemble. Ainsi l'usine produira à terme la même quantité d'hydrogène, mais ce terme est plus éloigné pour les faibles facteurs de charge. Sous ces hypothèses, seul le taux d'actualisation, à 4,5 %, fait augmenter le coût quand le facteur de charge diminue. La courbe orange est obtenue à partir des hypothèses de RTE 2020, et sans prendre en compte de valeur résiduelle quand l'une des deux composantes de coûts expire avant l'autre. La durée de vie de l'usine est limitée à 20 ans. Sous cette hypothèse, appeler l'électrolyseur moins de 4500 h/an est une forme de gâchis, qui se traduit par l'allure hyperbolique de la courbe verte.

Source : *commission Criqui*

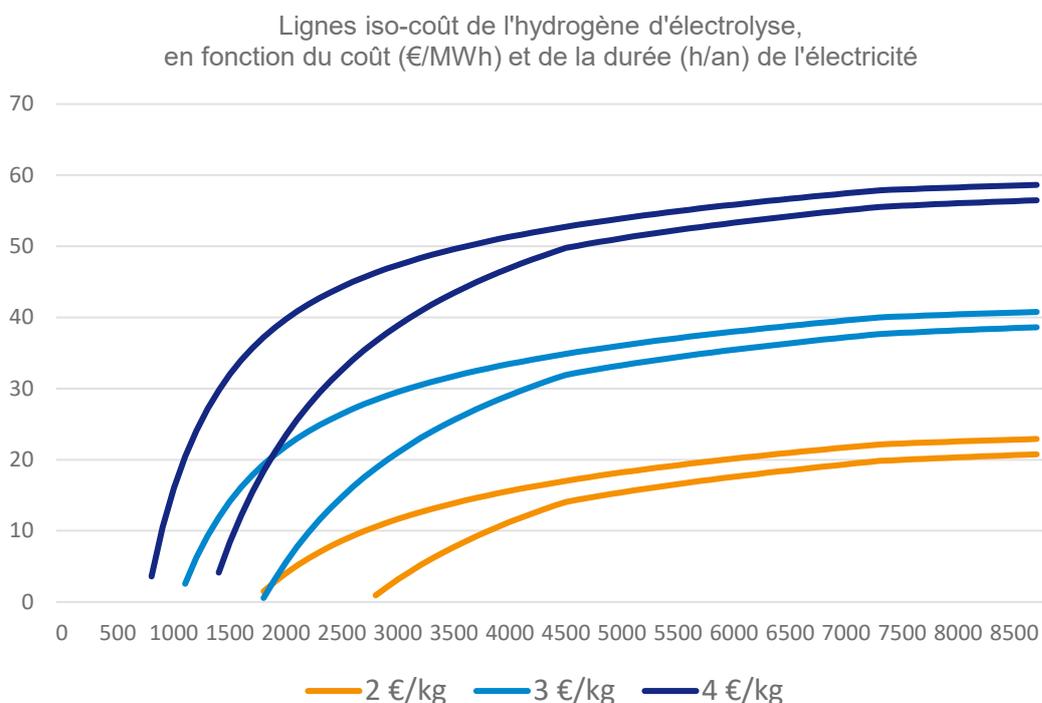
Il apparaît que le choix des jeux d'hypothèses peut avoir un impact majeur pour une électrolyse à faible facteur de charge, alors que la différence est faible à facteur de charge élevé. Pour la suite, on conserve ces deux jeux d'hypothèses, qu'on désignera comme « hypothèse favorable » et « hypothèse défavorable », comme traduisant des visions plus ou moins pessimistes de l'électrolyse à faibles facteurs de charge.

En outre, un objectif ambitieux de baisse de prix des électrolyseurs peut être pris en compte, en considérant un CAPEX total de par exemple 500 \$/kWe. Ceci conduit à des coûts encore moins sensibles à de faibles facteurs de charge. Ici, on ne retient pas, par défaut, une telle hypothèse, pour éviter de faire apparaître des résultats sur l'électrolyse à faible facteur de charge qui seraient en fait dépendants de développements industriels encore incertains. On fera toutefois intervenir cette hypothèse ponctuellement.

Les coûts de stockage de l'hydrogène sont également à prendre en compte. En effet, comme le montre RTE, la production d'hydrogène à partir des excédents du système électrique est très irrégulière dans le temps, et même variable d'une année sur l'autre.

L'AIE indique, pour le stockage en cavité saline, une valeur haute d'environ 0,54 €/kgH₂¹, et RTE a utilisé, pour son rapport de janvier 2020, des valeurs inférieures². L'initiative Hydeal Ambition annonce des coûts descendant à 0,1 €/kg d'hydrogène livré³. On suppose ici des coûts de stockage de 0,3 €/kg d'hydrogène stocké, tout en notant, d'une part, l'incertitude forte sur cette valeur, et d'autre part, que la valeur réelle pourra dépendre grandement du volume et de la localisation des besoins, et de la fréquence des stockages et déstockages. Enfin, on ne tient pas compte des « services système » que les électrolyseurs pourraient apporter. Il ne reste alors, pour passer au coût socioéconomique complet de l'hydrogène, qu'à ajouter le coût de l'électricité mobilisée. Ces hypothèses conduisent aux résultats suivants (Graphique 6).

Graphique 6 – Coût socioéconomique de l'hydrogène, stockage inclus, en fonction du facteur de charge des électrolyseurs et du coût de l'électricité mobilisée



Note : les deux courbes de chaque couleur se réfèrent à deux hypothèses distinctes quant aux coûts de l'électrolyse.

Source : commission Criqui

¹ « Salt caverns [...] typically cost less than USD 0,6/kgH₂ »

² Voir le graphique en p. 53 du rapport RTE (2020), *La transition vers un hydrogène bas carbone – Atouts et enjeux pour le système électrique à l'horizon 2030-2035*, janvier, 69 p.

³ Mais seule une part de l'hydrogène livré est préalablement stocké.

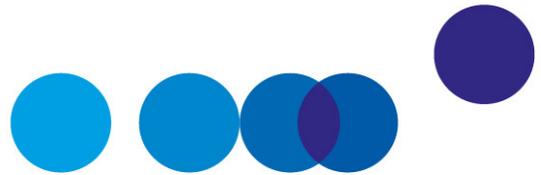
Il apparaît que disposer d'électricité à très faible coût constitue l'enjeu premier, tandis que la durée de disponibilité de cette électricité devient, au-delà d'un certain seuil, nettement moins déterminante. Il apparaît aussi qu'aucun des moyens de production électrique pouvant être développés en France métropolitaine dans les prochaines décennies (éolien, photovoltaïque, nouveau nucléaire)¹, considéré selon la double entrée facteur de charge / coût annualisé, ne se positionne très favorablement dans ce graphique : si tous sont susceptibles d'atteindre l'iso-ligne 4 €/kg, aucun ne permet, tout au moins à lui seul, et sous les hypothèse de coûts d'électrolyseurs retenues ici, d'accéder à des coûts de production d'hydrogène nettement plus favorables.

4. Préciser les performances technicoéconomiques des électrolyseurs ?

Sans même parler de leurs coûts, **les caractéristiques techniques précises des différentes filières d'électrolyse ne font pas encore l'objet de descriptions consolidées et robustes**. Les sources divergent souvent. Les points qui mériteront d'être documentés comprennent notamment :

- les rendements de différentes technologies d'électrolyse ;
- leur souplesse en suivi de charge : capacité à démarrer la machine et à la porter à son régime nominal en un temps limité, et inversement ; pertes éventuellement occasionnées par ces manœuvres, relativement au rendement nominal ;
- les caractéristiques de durée de vie des piles, dont la longévité est susceptible de dépendre non seulement des durées de fonctionnement, mais éventuellement aussi des arrêts et redémarrages auxquels elles seront soumises ;
- pour l'électrolyse à haut rendement, la prise en compte d'un éventuel besoin de chaleur supplémentaire, sa souplesse de suivi de charge, ainsi que les impacts, sur les différents points ci-dessus, de son éventuel usage en mode pile à combustible ;
- l'impact potentiel d'une industrialisation massive de la production des différents types d'électrolyseurs sur l'évolutions des coûts, des performances et des durées de vie (effets de série et d'apprentissage).

¹ Les résultats pourraient être rendus plus favorables en considérant la mobilisation d'hydroélectricité, mais le sens d'un tel calcul est incertain, dans la mesure où le gisement d'hydroélectricité est limité voire saturé. Le même type de question peut se poser pour la prolongation du nucléaire existant, pouvant produire de l'électricité à bas coûts et haut facteur de charge, mais en quantité bornée.



CHAPITRE 4

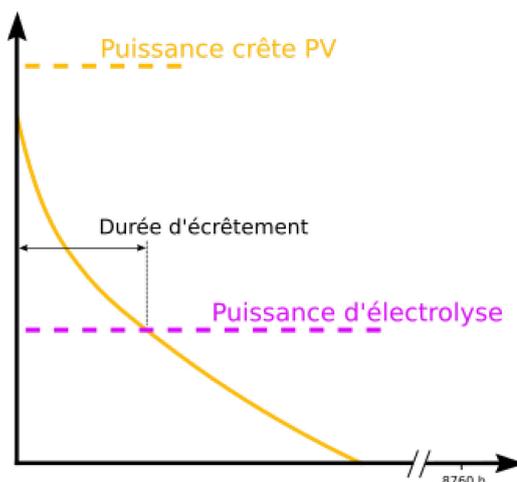
QUELLE ÉLECTRICITÉ POUR L'ÉLECTROLYSE ?

La forte consommation de l'électrolyse, et la nécessité de coûts d'approvisionnement en électricité extrêmement bas, constatés ci-dessus, appellent à examiner spécifiquement le mode d'alimentation des électrolyseurs. On considère ici d'abord un cas possible d'alimentation d'une électrolyse par une production renouvelable dédiée, avant d'aborder l'intégration de l'électrolyse dans le système électrique.

1. L'hydrogène d'électrolyse en installations isolées du système électrique

La bonne évaluation d'une installation combinant production dédiée et électrolyse suppose une optimisation préalable. En effet, il ne s'agit pas a priori d'installer une puissance d'électrolyse égale à la puissance totale de production électrique, ce qui conduirait une part significative de la puissance installée à n'être presque jamais appelée. Sur l'exemple d'une production photovoltaïque, le principe d'une installation optimisée se présente comme sur le graphique suivant.

Graphique 7 – Principe d'optimisation d'un système isolé PV + électrolyse



Note : la courbe est la monotone de production de l'installation photovoltaïque.

Source : commission Criqui

Un exemple peut être construit pour une production photovoltaïque en France métropolitaine, en retenant la monotone de production¹ moyenne de l'ensemble du parc photovoltaïque français en 2019, les fourchettes de coûts socioéconomiques de l'électrolyse à l'horizon 2030 déjà mobilisées ci-dessus et l'hypothèse de coût de production du photovoltaïque retenue par RTE, pour de grandes installations, au même horizon 2030. Les principaux résultats sont alors les suivants :

- il est optimal d'installer une puissance d'électrolyse de l'ordre de 45 % à 50 % de la puissance photovoltaïque² ;
- les coûts du système se répartissent alors entre 55 % à 70 % pour la partie photovoltaïque, et 30 % à 45 % pour l'électrolyse, en fonction des hypothèses ;
- les électrolyseurs fonctionnent alors en moyenne de 2 200 à 2 500 heures par an, dont 800 à 1 000 heures environ à pleine capacité ;
- l'électricité écrêtée (c'est-à-dire « perdue » car se présentant en quantités excédant les capacités d'électrolyse) pendant ces 800 à 1 000 heures représente jusqu'à 10 % de la production photovoltaïque ;

¹ La monotone annuelle est la courbe qui présente une quantité (ici, la production instantanée d'un ensemble d'installations), non heure par heure, mais en classant les heures de la plus productive à la moins productive. Ainsi, la courbe est décroissante, et la valeur lue à la 500^e heure correspond à la puissance de production qui est atteinte ou dépassée 500 heures par an.

² Résultat obtenu sans tenir compte d'éventuelles contraintes de stockage et d'évacuation de l'hydrogène, qui pourraient abaisser légèrement le ratio optimal *puissance d'électrolyse / puissance photovoltaïque*.

- le coût socioéconomique de l'hydrogène produit ressort dans la fourchette de **3,5 à 4,9 €/kgH₂**, en plaçant la borne basse des CAPEX d'électrolyseurs au niveau ambitieux de 500 \$/kWe, et en comptabilisant, comme précédemment, le coût d'un lissage par stockage de la production d'hydrogène.

Quant aux coûts d'abattement correspondants, ils ressortent comme indiqué ci-dessous.

**Tableau 11 – Fourchettes de coûts d'abattement
d'un système photovoltaïque + électrolyse localisé en France**

	Gaz bas	Gaz haut
Gris - renouvellement	260 à 410 €/t_{CO2}	160 à 310 €/t_{CO2}
Gris - CAPEX échoués	300 à 470 €/t_{CO2}	190 à 360 €/t_{CO2}
Usage combustible	480 à 710 €/t_{CO2}	360 à 590 €/t_{CO2}

Note : chaque fois, les deux extrémités de la fourchette sont fournies par la vision plus ou moins optimiste du coût des électrolyseurs à faibles facteurs de charge.

Source : *commission Criqui*

Il s'agit cependant d'un calcul approximatif :

- on a utilisé la monotone de production moyenne du parc photovoltaïque de France continentale, tandis qu'un site de production unique produirait une monotone significativement plus pentue, du fait de l'absence de foisonnement, c'est-à-dire de complémentarité entre parcs distants ;
- mais, à l'inverse, un site photovoltaïque au sol placé dans les secteurs les plus favorables du territoire métropolitain présenterait un taux de charge et une monotone un peu plus favorables que ceux considérés ici.

En tout état de cause, les coûts d'abattement calculés ici, s'ils rejoignent le niveau de la valeur de l'action pour le climat (valeur tutélaire) à terme, n'y sont pas toujours inférieurs. Ils sont aussi nettement supérieurs aux coûts calculés précédemment pour la voie de production par reformage avec CSC.

On a pourtant retenu un coût de production de l'électricité, au MWh (LCOE), parmi les plus bas possibles en France. Bien sûr, le bilan pourra être amélioré en mobilisant une combinaison d'une source photovoltaïque et d'une source éolienne, ceci offrant des gains de foisonnement, mais on s'approcherait alors de la constitution d'un système électrique complet.

Une solution alternative serait l'utilisation d'électricité nucléaire. Elle aboutirait à des coûts du même ordre : le facteur de charge est plus favorable, mais les coûts au MWh de l'électricité entrante sont plus élevés, dès lors qu'il s'agit de nouveau nucléaire ; deux effets qui tendent à se compenser, comme cela peut être lu directement sur le Graphique 6 (Chapitre 3).

Ainsi, la production d'hydrogène d'électrolyse à partir de productions électriques dédiées, sur le modèle envisagé par exemple dans certains pays à gisement photovoltaïque très favorable, ne paraît pas, en l'absence de gisements d'énergies renouvelables (ENR) à très bas coûts sur le territoire métropolitain ou d'innovations de rupture dans le nucléaire, passer l'épreuve du calcul socioéconomique que de manière incertaine – la valeur de l'action pour le climat étant estimée à 250 €/t en 2030.

On peut remarquer aussi que, s'il se situe à proximité d'un système électrique, le système photovoltaïque + électrolyseur est très probablement sous-optimal. En effet, un raccordement au système électrique ferait profiter ce dernier de la production – en l'occurrence photovoltaïque – qui sinon est écrêtée. Surtout, plus significativement, dans les moments de « disette » en électricité décarbonée, où des moyens de production thermiques sont nécessaires, la production photovoltaïque trouvera un meilleur usage dans le système électrique que dans l'électrolyse. Ceci vaut aussi, et plus fortement encore¹, si c'est une production nucléaire qu'on a choisi de coupler à l'électrolyse. Inversement, le raccordement au réseau rendrait les électrolyseurs disponibles pour consommer aussi des surplus éoliens voire nucléaires du réseau, par exemple la nuit². Il convient donc de considérer le cas de l'électrolyse comme inséré dans le système électrique.

2. Électrolyseurs et système électrique

2.1. Une décomposition du projet global en deux sous-projets

Une fois replacé dans le système électrique, **le projet production + électrolyse doit, en toute rigueur, être fractionné en deux demi-projets distincts, un projet « production », et un projet « électrolyse »**, qu'il convient d'examiner séparément. Ceci correspond à l'approche habituelle en matière d'évaluation socioéconomique, et vise à assurer qu'un projet global ne comprend pas de sous-partie séparable peu pertinente, adossée à d'autres parties très pertinentes.

Dans un système électrique encore largement carboné, le demi-projet de production décarbonée permet d'accéder à des coûts d'abattement très bas. Ceux renseignés ici, sur la base de coûts projetés à 2030-2035, correspondent à l'exemple d'une production photovoltaïque ou éolienne (première et seconde valeur, respectivement) évitant l'appel

¹ « Plus fortement » car, le nucléaire fournissant un « bandeau » de production, il est immanquablement capable d'apporter sa contribution dans les périodes de forte tension sur le système électrique.

² Le système électrique espagnol, au niveau de pénétration actuel des différentes filières, peut constituer un cas pratique pour la vérification de ces différents arguments.

d'une turbine à gaz en cycle combiné, mais non le besoin de cette turbine à gaz (voir Tableau 12 ci-dessous).

Tableau 12 – Coûts d'abattement offerts par des productions ENR, hors éventuels renforcements des réseaux électriques, venant se substituer à une production marginale au gaz fossile

	Gaz bas	Gaz haut
Sans écrêtement	40 à 80 €/tCO₂	-20 à -70 €/tCO₂
Écrêtement 20 %	70 à 120 €/tCO₂	-40 à 20 €/tCO₂
Écrêtement 40 %	120 à 200 €/tCO₂	10 à 90 €/tCO₂

Source : commission Criqui

Ces coûts d'abattement, calculés selon des hypothèses prudentes¹, restent très attractifs, même lorsque l'écrêtement atteint des valeurs élevées. Ainsi, dans une perspective socio-économique, le demi-projet consistant à ajouter de telles productions reste très pertinent tant que les productions bas carbone sont loin d'avoir saturé le gisement de décarbonation – et tant qu'elles n'ont pas atteint des échelles de déploiement appelant des renforcements massifs des réseaux et des coûts systèmes significatifs. En d'autres termes, on retrouve simplement ici qu'il est largement « rentable » pour la collectivité de décarboner le cœur de la production d'électricité – la question de la « fin de décarbonation » du système électrique étant abordée dans un autre volet issu des travaux de la commission « coûts d'abattement »².

Le demi-projet d'électrolyse sera examiné ci-après (§ 3).

2.2. La « boucle hydrogène »

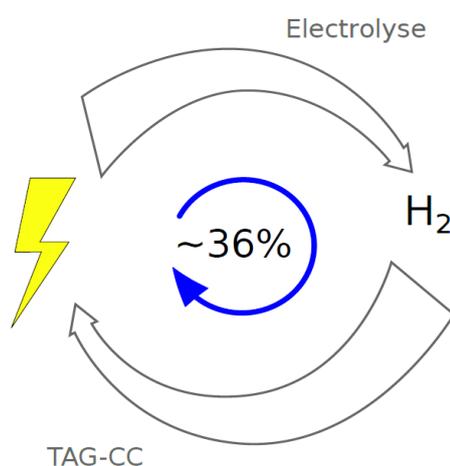
Avant cela, un détour par la « boucle hydrogène » est nécessaire. On a indiqué au § 1 du Chapitre 1 que la « boucle hydrogène », souvent envisagée pour achever la décarbonation des systèmes électriques en permettant un stockage de l'électricité excédentaire, ne représente qu'une des différentes voies de production et d'usage de l'hydrogène. Mais rien n'indique que cette boucle serait équilibrée entre production et consommation d'hydrogène : il peut être souhaité que le système électrique soit producteur net. Inversement, un appui du système électrique sur des imports d'hydrogène serait aussi

¹ La production des moyens électriques est comptabilisée sans tenir compte de leur contribution aux pointes, pendant lesquelles l'électricité produite est de plus forte valeur.

² Criqui P. (2022), *Les coûts d'abattement. Partie 3 – Électricité*, rapport de la commission sur les coûts d'abattement, France Stratégie, janvier, 132 p.

concevable. En outre, l'hydrogène produit par le système électrique pourrait être différent de celui qu'il consomme (par exemple, les excédents électriques pourraient produire de l'hydrogène pour des usages industriels spécifiques en France, tandis que les pointes électriques seraient assurées par de l'ammoniac importé). Pour penser l'insertion de l'hydrogène dans le système électrique, la boucle hydrogène reste cependant un concept à examiner.

Graphique 8 – Illustration de la « boucle hydrogène »



Lecture : une boucle de transformation d'électricité en hydrogène puis en électricité restituée, au mieux, 36 % de l'énergie initiale.

Source : *commission Criqui*

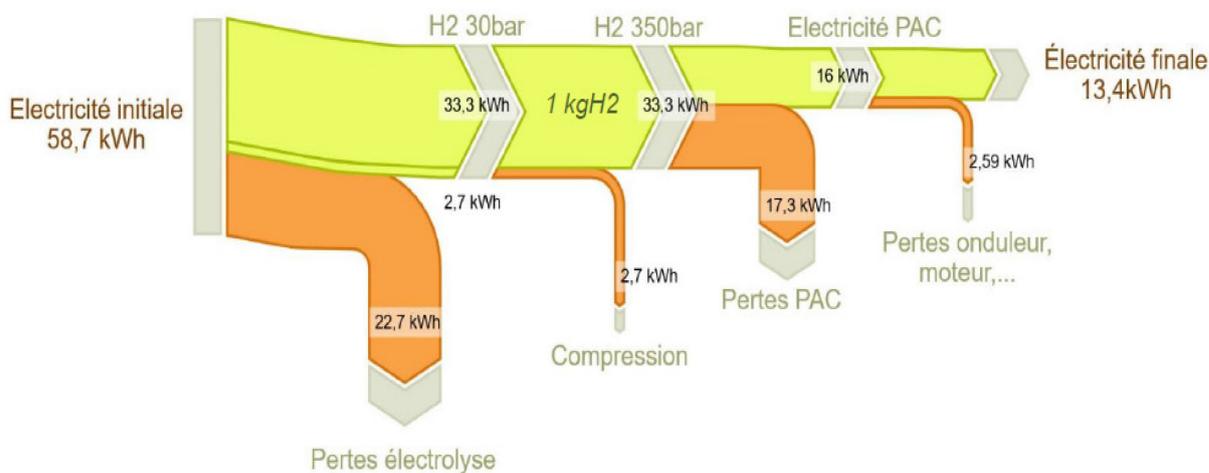
Tout d'abord, il faut signaler le faible rendement de cette boucle :

- partant d'une électrolyse alcaline ou PEM, notre hypothèse de rendement est de 60 %, en comptant l'hydrogène en PCI ;
- l'éventuel transport et le stockage consommeront un peu d'énergie supplémentaire, que l'on peut cependant négliger ici ;
- la conversion hydrogène vers électricité ajoute une perte par rendement supplémentaire. En supposant la solution la plus efficace, par turbine à cycle combiné (TAG-CC)¹, le rendement serait de l'ordre de 61 %², en comptant toujours l'hydrogène en PCI.

¹ L'AIE indique que les piles à combustibles, dont le rendement est de l'ordre de 50 % en comptant l'hydrogène en PCI, pourraient à terme atteindre un rendement équivalent à celui des TAG-CC.

² Cette valeur de rendement est à confirmer. Elle se base à ce stade sur un rendement de TAG-CC au méthane à 59 % (hypothèse AIE notamment) et tient compte du fait que le ratio PCS/PCI de l'hydrogène est plus élevé.

Graphique 9 – Diagramme de Sankey de la « boucle hydrogène », dans le cas d'un usage en pile à combustible



Note : cet exemple aboutit à un rendement global de 23 %, inférieur au meilleur cas chiffré ici.

Source : Ademe (2020), « Rendement de la chaîne hydrogène », janvier

Le rendement global n'est alors que de 36 %, même dans ce cas optimiste. RTE donne une fourchette de 25 % à 35 %, « selon les technologies actuelles ». Même en retenant ce calcul, **il faudrait 2,7 MWh d'électricité en période d'excédents pour produire 1 MWh en période de tension.** Dans l'hypothèse d'électrolyseurs à haut rendement, et en conservant toutes les autres hypothèses au plus favorable, le rendement global passe à 49 %, correspondant donc à un peu plus de 2 MWh pour 1.

Ceci confirme le fait que **la boucle hydrogène ne constitue pas aujourd'hui un moyen de flexibilité à privilégier pour l'échelle journalière.** En effet, les solutions de type STEP, pilotage de la recharge des véhicules électriques (VE), décharge-recharge de ces mêmes VE, pilotage des demandes d'eau chaude sanitaire, de chauffage et de climatisation, ont toutes des rendements bien plus proches de 1, et, à l'exception des STEP, des CAPEX relativement faibles. En revanche, la boucle hydrogène peut devenir un moyen de flexibilité essentiel sur les échelles de temps plus longues, quand toutes les autres flexibilités trouvent leurs limites.

En termes économiques, le faible rendement global de la boucle hydrogène suppose qu'il existe des écarts importants de valeur de l'électricité entre les périodes de production et les périodes de consommation d'hydrogène. Les coefficients de rendement calculés ci-dessus fournissent une évaluation a minima de ces écarts de valeur de l'électricité. Dans

un système électrique faisant appel à une boucle hydrogène, il doit exister une électricité abondante et bon marché à certains moments, et une électricité rare et chère à d'autres¹.

En conséquence, **dans un système électrique équilibré par une « boucle hydrogène », le facteur de charge des électrolyseurs sera nécessairement limité.** Les électrolyseurs ne produiront évidemment pas d'hydrogène en même temps que de l'hydrogène sert à produire de l'électricité, et il existera aussi des périodes intermédiaires durant lesquelles ils ne seront pas appelés. À titre d'exemple, le volet « Électricité » de nos travaux sur les coûts d'abattement² mobilise un scénario central pour le système électrique français à l'horizon 2050, fondé sur la SNBC adoptée en 2020 (supposant notamment une production totale de 620 TWh) et dans lequel les renouvelables variables et le nucléaire sont supposés fournir respectivement la moitié et le tiers de la production électrique, tandis que 12 GWe d'électrolyseurs sont disponibles. La modélisation de ce système électrique fait apparaître que le fonctionnement des électrolyseurs se concentre sur 1 940 heures, soit un cinquième (22 %) de l'année. Les moyens de production au gaz, en l'occurrence des TAG-CC et TAC brûlant un gaz supposé bas carbone, voient quant à eux leur fonctionnement limité à 2 250 heures sur l'année ; ce qui laisse 4 570 heures, soit 52 % du temps, où productions ENR et nucléaire et consommations s'équilibrent à l'aide seulement des flexibilités mentionnées ci-dessus, sans recours ni à l'électrolyse, ni aux moyens de production thermiques.

2.3. La « pseudo-boucle hydrogène »

Dans le système électrique français et européen actuel, les TAG-CC existantes, quoique alimentées au gaz fossile, peuvent être considérées comme préfigurant la partie « production électrique » d'une boucle hydrogène. Il faut souligner qu'elles fonctionnent aujourd'hui en semi-base : à titre d'exemple, en France sur la période 2013-2019, les centrales au gaz, hors installations de cogénération, ont eu une production significative sur 67 % des heures environ³. À l'échelle européenne, le constat est encore plus marqué, puisque des centrales à combustibles fossiles assurent chez tous nos grands voisins (Royaume-Uni, Allemagne, Italie, Espagne) non seulement une production de semi-base, mais aussi très souvent une production de base.

Or, le gaz fossile est aujourd'hui la principale source de production d'hydrogène.

¹ Ce point rejoint la représentation stylisée des vecteurs énergétiques, après décarbonation, proposée au Chapitre 1 (§ 4.3), voir Graphique 2.

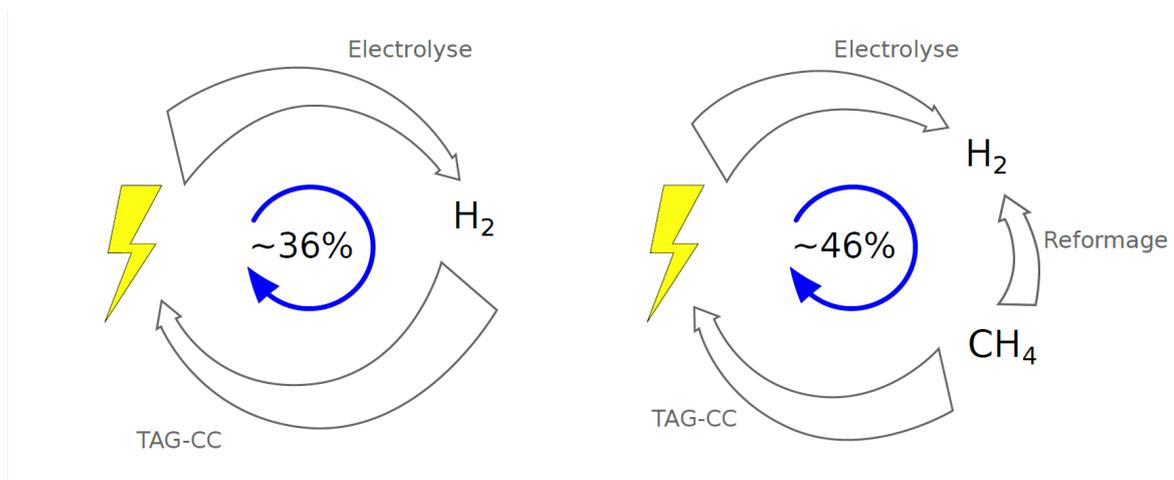
² Criqui P. (2022), *Les coûts d'abattement. Partie 3 – Électricité*, op. cit.

³ Ce chiffre monte à 82 %, si au lieu du seul gaz, on comptabilise l'ensemble des productions au gaz (hors cogénération) ou au charbon.

Ainsi, **ajouter des électrolyseurs au système électrique conduit dès aujourd'hui à ce qu'on appellera une « pseudo-boucle hydrogène »¹** :

- à partir d'électricité, de l'hydrogène peut être produit par électrolyse, qui permet d'économiser le gaz fossile qui aurait dû être consommé pour confectionner de l'hydrogène « gris » ;
- tandis que le même gaz fossile peut être mobilisé pour produire de l'électricité.

Graphique 10 – La « boucle hydrogène » envisagée à terme (à gauche) et la « pseudo-boucle hydrogène » qui se matérialisera dès l'installation de premiers électrolyseurs sur le système électrique (à droite)



Source : commission Cricqui

Pour 1 MWh d'électricité, on obtient 18 kg d'hydrogène, lesquels auraient nécessité 0,79 MWh PCI de gaz fossile pour être produits par vaporeformage. Or produire ce MWh d'électricité mobiliserait 1,7 MWh PCI de gaz fossile. Il en résulte un facteur 2,2 entre les deux « chemins » menant du méthane à l'hydrogène. Ainsi la « pseudo-boucle hydrogène » présente des rendements un peu meilleurs que ceux de la « boucle hydrogène »², mais néanmoins très éloignés de 100 %, et la production d'hydrogène « gris » reste préférable à une production par électrolyse qui aurait en réalité contribué à faire fonctionner des moyens de production électrique thermiques (voir Tableau 13 ci-après).

¹ Ou encore une « proto-boucle hydrogène », si on veut souligner qu'elle préfigure la « boucle hydrogène » vraisemblablement nécessaire pour atteindre la décarbonation complète.

² La différence entre la « pseudo-boucle » et la « boucle » tient à ce que dans le second cas, c'est de l'hydrogène qui est brûlé en TAG-CC, alors que dans le premier, c'est du méthane, soit un gaz moins précieux.

Tableau 13 – Majorants des rendements des boucles hydrogène, et facteurs multiplicatifs associés

	Électrolyse alcaline ou PEM	Électrolyse à haut rendement
Boucle hydrogène	36 % x 2,7	49 % x 2,1
Pseudo-boucle hydrogène	46 % x 2,2	62 % x 1,6

Source : commission Criqui

Il en découle, là aussi, que la valeur de l'électricité doit fortement différer entre les périodes de production d'hydrogène (en périodes « creuses ») et les périodes de consommation de gaz fossile (« pointes »). A fortiori, **des électrolyseurs placés dès aujourd'hui sur le système européen ne pourraient, à court terme, y fonctionner efficacement qu'une très faible fraction de l'année**. Cette situation ne sera pas profondément modifiée dans les prochaines années, la diminution des capacités nucléaires à l'échelle européenne constituant un facteur défavorable à l'apparition d'excédents électriques décarbonés. Ensuite, **à moyen terme, l'amplification du développement des énergies renouvelables variables (ERV) pourrait créer des périodes plus significatives d'excédents**.

La nécessité de se placer dans les périodes d'excédents électriques décarbonés vaut aussi pour le cas très particulier du vaporeformage de méthane chauffé à l'électricité (voir §2 du Chapitre 2), puisque la chaîne [méthane → électricité → chaleur] est significativement moins efficace que la production directe de chaleur à partir de méthane. Le fonctionnement intermittent de cette filière impliquerait donc vraisemblablement un stockage temporaire du CO₂ capté, tout du moins si le lieu de son stockage définitif n'est pas à proximité du site.

Encadré 1 – Pourquoi traiter la consommation des électrolyseurs selon une approche marginaliste ?

Une approche trop rapide pourrait conduire au raisonnement suivant : « pour que l'électrolyse ait un sens du point de vue de la réduction des émissions, il suffit que l'électricité électrolysée ait un facteur d'émission inférieur à 185 gCO₂/kWh environ. Or certains systèmes électriques, dont celui de la France continentale, bénéficient d'un facteur d'émission moyen bien inférieur à ce seuil. Des électrolyseurs peuvent donc y être placés, et sollicités à fort facteur de charge, sans s'interroger davantage ». Il peut être répondu négativement à cette assertion :

- selon le même raisonnement, remplacer les chaudières à combustibles fossiles (gaz et fioul) par des radiateurs électriques et autres dispositifs électriques à

effet Joule serait automatiquement et massivement bénéfique en termes d'émissions de gaz à effet de serre, dès aujourd'hui ;

- par l'optimisation : partant d'un système auquel des électrolyseurs soutirent de l'électricité tandis que des TAG-CC en produisent simultanément, arrêter conjointement les TAG-CC et les électrolyseurs, et produire l'hydrogène par simple vaporeformage de méthane fossile, avec émissions de CO₂, permet une économie de 12 kg de CO₂ par kg d'hydrogène.

Une objection à ce raisonnement serait la suivante : « ceci revient, quand des électrolyseurs fonctionnent, à leur imputer les productions électriques les plus carbonées, alors que les autres usages sont en majorité servis par de l'électricité faiblement carbonée ! ».

Sur ce point, il convient de noter que l'électrolyse n'est pas n'importe quel usage de l'électricité : si on s'en tient à l'examen technique des chaînes de conversion d'énergie¹, l'électrolyse est probablement le mode de valorisation de l'électricité le moins efficace. Un kWh d'électricité permet en effet de produire 0,6 kWh PCI de gaz (ce qui correspond au rendement de 60 % présenté plus haut), et d'économiser au mieux 185 g de CO₂², par kWh d'électricité valorisée (pour la voie PEM ou alcaline). Même un chauffage à effet Joule présente une efficacité un peu meilleure, puisqu'il permet d'économiser, par kWh d'électricité, au moins un 1 kWh PCI de gaz voire de fioul³, et donc au moins 225 g de CO₂. La production d'hydrogène par électrolyse se trouve donc en fin du « merit order » des usages de l'électricité.

Dès lors, si on classe à la fois les productions et les consommations selon leur merit order⁴, la production d'hydrogène par électrolyse se trouve mise en regard des productions de fin de merit order, c'est-à-dire, quand elles sont appelées sur le réseau, les productions à base d'énergies fossiles.

En revanche, l'électrolyseur a le grand avantage d'être très flexible, et donc, sous réserve de disposer en aval d'un stockage suffisant d'hydrogène, de pouvoir choisir les moments sur lesquels il fonctionne. La comparaison avec les actuels chauffages à effet Joule s'arrête donc là, à condition justement que l'approche marginaliste, permettant de choisir les moments de fonctionnement pertinents, soit retenue.

¹ Un éventuel « tri » des usages de l'électricité, en vue d'en réduire voire d'en supprimer certains, se placerait en amont de ce raisonnement purement technique.

² « Au mieux », puisque dans tous les cas l'hydrogène peut être produit à travers la solution carbonée de référence, à savoir le vaporeformage de gaz fossile. Pour l'origine du chiffre 185 gCO₂/kWh, voir § 2 du Chapitre 3.

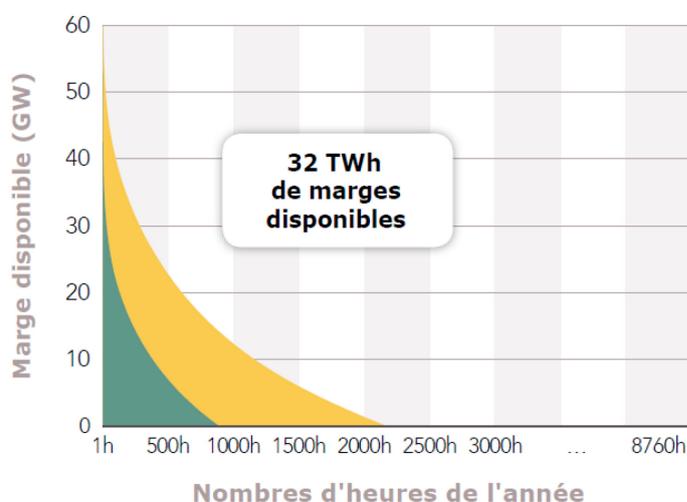
³ On raisonne ici sur le choix entre vecteurs, à iso-consommation finale.

⁴ Ce qui revient à tracer le graphique offre-demande des économistes.

2.4. Gisement à moyen terme (2035)

Le rapport de RTE sur l'hydrogène¹ permet d'objectiver le productible d'électricité pouvant donner lieu à électrolyse, pour la France métropolitaine à l'échéance 2035. Il conduit en effet l'exercice d'envisager la production d'hydrogène « en mode marginal renouvelable ou nucléaire », c'est-à-dire sans appeler de moyen de production fossile, en France ou à l'étranger.

Graphique 11 – Monotone d'excédents renouvelables et marge nucléaire accessibles en France en tenant compte des interconnexions en 2035



Note : sous hypothèse notamment d'atteinte des objectifs de déploiement des ERV qui prévalaient en 2020 dans les différents pays européens.

Lecture : en vert, la marge renouvelable uniquement, représentant une production renouvelable écrêtée et donc accessible sans coût supplémentaire ; en jaune la production nucléaire, correspondant à des manœuvres à la baisse de réacteurs en raison de prix de marché faibles ou négatifs, et donc accessible à un coût d'opportunité faible.

Source : RTE (2020), *op. cit.*

Le gisement apparaît cependant limité : 2 100 heures (24 %) pour les premiers électrolyseurs, et moins de 1 200 heures (14 %) au dixième GW d'électrolyse. Ces résultats sont évidemment sensibles aux hypothèses concernant toutes les autres productions et consommations. Par ailleurs, il faut prendre encore trois précautions :

- ce gisement agrège des variabilités de périodes très différentes : en supposant qu'à cette échéance 2035, 12 millions de véhicules électriques pratiqueraient la recharge

¹ RTE (2020), *La transition vers un hydrogène bas carbone*, *op. cit.*

pilotée dynamiquement¹, ces deux chiffres passent à environ 1 300 heures et 900 heures (15 % et 10 %). Ceci signifie qu'une part du gisement identifié en première approche correspond en fait à des variabilités peu ou prou journalières, pour lesquelles l'électrolyse n'est pas la réponse la plus adaptée ;

- à travers le jeu des interconnexions, le gisement identifié ici dépasse le périmètre français et incorpore les interactions avec le système européen. Les excédents potentiellement disponibles dépendent donc fortement des différentes politiques nationales qui seront mises en œuvre dans les prochaines années ;
- d'autres modes de valorisation de l'électricité sont susceptibles de concurrencer l'électrolyse, pour l'exploitation de ce gisement ; cela peut être le cas par exemple de l'hybridation des chaudières à combustible, par ajout d'un chauffage à effet Joule déclenché dans les périodes d'électricité abondante².

2.5. Les interactions entre systèmes électriques français et européen

En outre, ces calculs sont construits sur un raisonnement à l'échelle européenne : c'est à cette échelle que l'appel aux moyens de production et donc, sous réserve d'un prix suffisant du CO₂, la réduction des émissions sont optimisés. Ces optimisations traitent toutes les émissions de CO₂ de manière équivalente, qu'elles soient localisées en France ou dans d'autres pays. Or il se trouve que **le moyen de production fossile appelé par une consommation supplémentaire en France est très souvent localisé à l'étranger**, comme l'a illustré RTE, qui a modélisé, de manière contrefactuelle, un système électrique de 2019 sans ERV en France : sur les 22 MtCO₂ évités par les ERV, 5 sont localisées en France et 17 à l'étranger.

Ce constat ouvre la possibilité de fonctionnements sous-optimaux dans lesquels des électrolyseurs (évitant des émissions de vaporeformage en France) seraient alimentés par le système électrique, y compris hors périodes de pertinence, c'est-à-dire à partir d'une électricité produite essentiellement à l'étranger, avec des émissions plus de deux fois supérieures. Le caractère acceptable ou non d'un tel schéma relève évidemment d'un choix politique.

Ce dilemme est exprimé par RTE, en annexe du rapport 2020 de l'AIE sur les coûts de production d'électricité³ :

¹ C'est-à-dire non selon des horaires déterminés à l'avance, comme aujourd'hui les chauffe-eau électriques, mais selon l'état réel du système électrique.

² Là où elle est possible, cette solution est a priori pertinente dès lors que le recours à des pompes à chaleur serait impossible.

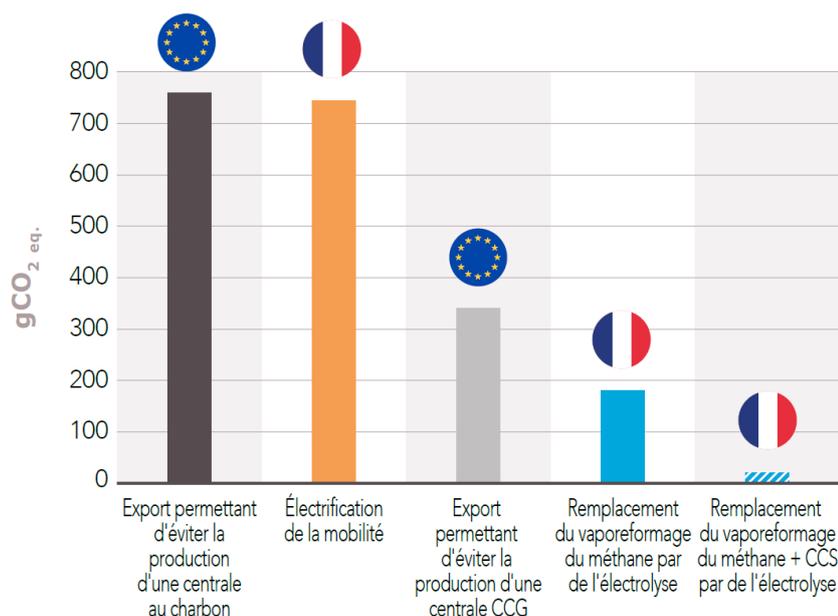
³ AIE (2020), *Projected Costs of Generating Electricity*, décembre.

« L'hydrogène est souvent présenté comme une option de décarbonation sans regret. Les simulations dépeignent cependant un tableau plus nuancé – au moins à moyen terme, et en le considérant selon une perspective européenne.

Au périmètre français, une transition vers la production d'hydrogène par électrolyse présente un impact carbone globalement positif, l'hydrogène à base de fossiles étant remplacé par de l'hydrogène produit avec de l'électricité bas carbone.

Mais l'analyse complète doit prendre en compte également les impacts sur les échanges d'électricité avec les autres pays européens. Le bilan à l'échelle européenne apparaît alors moins clair. En effet, l'usage d'électricité bas carbone en France pour la production d'hydrogène est en compétition avec l'export d'électricité et l'évitement d'une production d'électricité fossile (dans des centrales au gaz voire au charbon) par les pays voisins, qui a davantage d'impact sur les émissions de GES que l'usage actuel de gaz naturel pour produire de l'hydrogène en France. »¹

Graphique 12 – Émissions évitées par la production d'1 kWh d'électricité décarbonée en France, en fonction de son utilisation en France ou en Europe



Lecture : on retrouve le constat fait plus haut à propos de la « pseudo-boucle hydrogène », que l'électricité décarbonée est deux fois plus utile à éviter une production électrique carbonée, le cas échéant à l'étranger (3^e colonne), qu'à éviter une production d'hydrogène par vaporeformage (4^e colonne). L'écart est encore plus massif si on s'autorise le vaporeformage avec CCS (5^e colonne, toutefois compté ici sans l'amont gazier).

Source : RTE (2020), *op. cit.*

¹ Traduction France Stratégie.

Encadré 2 – Des émissions comptabilisées en France, au profit de nos voisins ?

L'hydrogène d'électrolyse conduit à examiner et à prendre en compte les équilibres du système électrique européen. Mais ces équilibres, et les éventuels transferts d'émissions qu'ils sont susceptibles d'engendrer entre pays, constituent aussi un sujet d'intérêt en tant que tels.

Le système électrique français est particulièrement concerné : il a été exportateur net, à hauteur de 56 TWh en 2019, tout en maintenant une production thermique fossile significative, de 30 TWh en 2019¹. Or cette production thermique fossile ne couvre pas seulement des périodes sur lesquelles le système français est importateur, mais elle correspond aussi à des exportations : en première analyse, sur la période 2013-2019, deux tiers de cette production carbonée alimente directement des exportations nettes d'électricité². Cette situation découle du fait que, tant que les interconnexions ne sont pas saturées, les centrales de production sont appelées selon leur merit order en termes de coût variable, si bien que les premières centrales thermiques appelées (typiquement, des TAG-CC performantes) ne sont pas forcément localisées dans les pays qui créent, par un déséquilibre offre-demande, le besoin de solliciter ces centrales.

Des mesures tendant à corriger ces situations sont plus efficaces, pour la diminution des émissions de gaz à effet de serre françaises, que celles tendant à produire de l'hydrogène d'électrolyse hors périodes d'excédents sur le système électrique européen. Dans les deux cas, il s'agit de rendre le système électrique français moins exportateur, quitte à moins contribuer à l'évitement d'émissions dans d'autres pays. Cependant, la limitation des productions fossiles d'exportation, si elle ne consiste qu'à déplacer des émissions vers l'étranger, présente l'avantage de le faire sans multiplier au passage ces émissions par un facteur massif³. En tout état de cause, les volumes d'émissions concernés sont similaires dans les deux cas⁴.

¹ Hors production des installations de cogénération, qui porteraient ce chiffre à 43 TWh.

² C'est-à-dire qu'à l'instant des productions considérées, le système électrique français est exportateur net, à hauteur au moins des productions électriques fossiles examinées.

³ À savoir le facteur multiplicatif d'au moins 2,2 identifié ci-dessus pour la « pseudo-boucle hydrogène ».

⁴ L'enjeu du parc français de production d'électricité à base de combustibles fossiles est de l'ordre d'au moins 10 MtCO₂/an, volume qui correspond aussi, en ordre de grandeur, à l'enjeu de l'actuel hydrogène « gris » en France.

2.6. Conclusions quant à l'insertion d'électrolyseurs dans le système électrique

Il ressort de ces analyses que, **à court et moyen termes, pour pouvoir insérer des électrolyseurs sur le système électrique sans que cela engendre une augmentation nette des émissions, ces électrolyseurs devraient être opérés à de faibles voire très faibles facteurs de charge.**

A contrario, **à long terme, des systèmes électriques bas carbone dont la production serait très excédentaire sur la consommation pourraient être bouclés par l'hydrogène, avec des électrolyseurs fonctionnant à plus fort facteur de charge et dégageant alors des quantités plus massives d'hydrogène.**

3. Électrolyser les surplus d'électricité d'un système électrique décarboné

Pour obtenir des coûts d'abattement, on considère donc ici un système électrique décarboné, produisant des excédents, et sur lequel on vient placer des électrolyseurs.

En première approche, le coût de l'électricité excédentaire électrolysée pourrait être considéré comme nul. Cette hypothèse risque néanmoins de se révéler trop favorable, car la valorisation de l'électricité par électrolyse peut se trouver en concurrence avec d'autres éléments d'optimisation du système. Dans le cas français à court et moyen termes, on peut tenter d'approcher le coût d'opportunité de l'électricité en se référant à la mécanique selon laquelle les excédents ponctuels d'électricité, qui résultent d'une somme « renouvelables + nucléaire », sont écrêtés par variation à la baisse de la production nucléaire. Le coût d'opportunité correspondant peut être estimé à 10 €/MWh, contribuant alors à hauteur de 0,56 €/kgH₂ dans le coût de l'hydrogène produit.

En outre, ce coût d'opportunité se double d'un contenu carbone d'opportunité : pratiquer moins de baisses de production des réacteurs raccourcit la durée entre deux rechargements, et augmente donc le taux d'indisponibilité pour rechargements. On suppose ici que, quand les réacteurs sont disponibles, ils servent, hors périodes d'excédents électriques, à éviter une production au gaz fossile, et que les arrêts pour rechargements consomment un quinzième de la disponibilité hors périodes d'excédents. Sous ces hypothèses, le coût carbone d'opportunité de l'électricité mobilisée est de 26 gCO₂/kWh, ce qui est très inférieur au contenu carbone nécessaire pour que l'électrolyse fasse sens (180 gCO₂/kWh).

On suppose par ailleurs que la localisation de l'électrolyseur peut être choisie de telle sorte qu'elle n'impose pas de renforcement des réseaux électriques – c'est-à-dire que les

électrolyseurs peuvent, si cela s'avère nécessaire, être localisés à proximité relative de moyens de production électrique décarbonée. Enfin, on tient compte des coûts de stockage de l'hydrogène identifiés précédemment¹.

Il ressort, sur la base des hypothèses de coûts à moyen terme explicitées précédemment, les coûts de production et d'abattement exposés dans le tableau suivant.

Tableau 14 – Coûts SE de production et coûts d'abattement d'hydrogène électrolytique en marginalité bas carbone, hors coûts de stockage

	1 000 h/an	2 000 h/an	3 000 h/an	4 000 h/an
Coûts « favorables », Électricité « gratuite »	140 à 170 €/t 290 €/t	20 à 40 €/tCO ₂ 110 €/t	-20 à 0 €/tCO ₂ 60 €/t	-50 à -30 €/t 30 €/t
	3,1 €/kgH ₂	1,8 €/kgH ₂	1,3 €/kgH ₂	1,1 €/kgH ₂
Coûts « favorables », Électricité à 10 €/MWh	220 à 270 €/t 460 €/t	90 à 120 €/t 240 €/t	40 à 70 €/tCO ₂ 170 €/t	20 à 40 €/tCO ₂ 130 €/t
	3,7 €/kgH ₂	2,4 €/kgH ₂	2,0 €/kgH ₂	1,7 €/kgH ₂
Coûts « défavorables », Électricité « gratuite »	340 à 380 €/t 570 €/t	100 à 130 €/t 230 €/t	20 à 40 €/tCO ₂ 120 €/t	-20 à 0 €/tCO ₂ 60 €/t
	5,2 €/kgH ₂	2,7 €/kgH ₂	1,8 €/kgH ₂	1,4 €/kgH ₂
Coûts « défavorables », Électricité à 10 €/MWh	470 à 520 €/t 800 €/t	190 à 230 €/t 390 €/t	110 à 150 €/t 270 €/t	40 à 70 €/t 170 €/t
	5,8 €/kgH ₂	3,3 €/kgH ₂	2,4 €/kgH ₂	2,0 €/kgH ₂

Note : à chaque fois, les deux principaux coûts d'abattement représentent les configurations « en renouvellement » et « en CAPEX échoué », et le troisième correspond à la configuration « pour usage en tant que combustible ». Les coûts d'électrolyse pris en compte ici sont susceptibles d'être atteints rapidement – c'est donc essentiellement la disponibilité du gisement d'électricité ne trouvant pas d'autre usage qui détermine la temporalité possible des développements, et donc des coûts indiqués.

Source : *commission Criqui*

Concernant le prix du gaz, on a pris la médiane des deux hypothèses « gaz bas » et « gaz haut », ce qui, selon nos hypothèses, placerait l'hydrogène « bleu » à des coûts d'abattement de **80-120 €/tCO₂** pour les usages spécifiques (première ligne de chacune des cases du tableau ci-dessus), et à 280 €/tCO₂ pour les usages combustibles (deuxième ligne). On observe que **l'incertitude sur les coûts de l'électrolyseur mobilisé à faible facteur de charge, doublée de celle sur le gisement disponible, conduit à une forte dispersion des coûts d'abattement.**

¹ Quoi qu'ils ne soient pas nécessaires, dans le cas particulier consistant à coupler une installation d'hydrogène ou d'ammoniac gris avec un électrolyseur capable de la relayer, sur un mode hybride.

Dans tous les cas, les volumes produits par cette voie seront, à court et moyen termes, relativement limités en regard du reste du système énergétique : par exemple, 10 GWe mobilisés en moyenne 2 000 h/an (deux chiffres déjà très significatifs) font 20 TWh électriques, donc 360 kt d'hydrogène, soit entre un tiers et la moitié de la consommation française actuelle, hors tous usages nouveaux.

Ces calculs montrent aussi que, à court et moyen terme, puisque les taux de charge restent réduits, les coûts d'abattement du demi-projet « production » (voir plus haut, § 2.1) seront inférieurs à ceux du demi-projet « électrolyse ». Ceci indique qu'à **court terme, le développement des productions électriques décarbonées est une action plus urgente que le développement de l'électrolyse.**

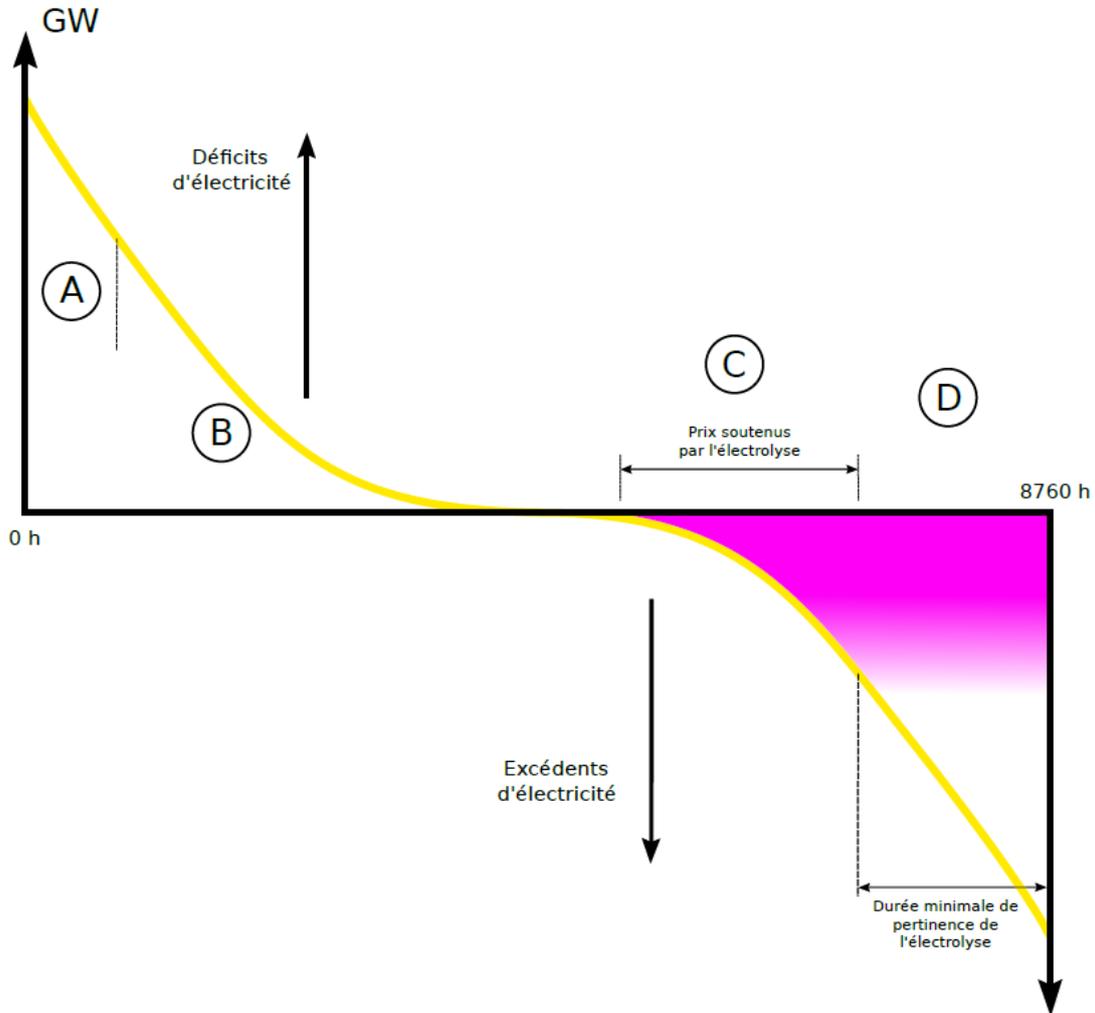
4. L'ajout d'électrolyse dans un système électrique vient-elle modifier le mix de production idéal ?

Le calcul ci-dessus suppose que le système électrique produit « naturellement » des excédents valorisables par l'électrolyse. La question se pose donc de savoir dans quelle mesure cette hypothèse est juste, et si le système électrique serait en mesure de fournir davantage.

En premier lieu, il est tout à fait normal qu'un système électrique décarboné présente des excédents d'électricité (comme c'était le cas du système photovoltaïque + électrolyse examiné plus haut), donc des prix nuls voire parfois négatifs. Cela ne signifie pas que les moyens de production qui provoquent ces excédents seraient en surcapacité – cela indique simplement qu'à d'autres moments, ils produisent une électricité de valeur bien supérieure à leur coût moyen de production (LCOE). Dans un contexte de décarbonation profonde, cette condition est facilement remplie : les combustibles étant plus rares qu'aujourd'hui, l'électricité de pointe l'est également.

Quant à l'électricité de moindre valeur, la possibilité de la valoriser à travers l'électrolyse rétroagit, dans une certaine mesure, sur sa valeur et donc sur celle des moyens de production. C'est le cas notamment dans les périodes, représentées ci-dessous par la lettre C, où les productions électriques décarbonées sont en excès relativement aux consommations, mais dans des proportions suffisamment faibles pour que l'excédent de production électrique soit entièrement consommé par les électrolyseurs.

Graphique 13 – Allure d'une monotone de demande résiduelle d'électricité après application des flexibilités hors électrolyse, positionnement de l'électrolyse (en violet) et effet sur la valeur marginale de l'électricité



Note : la « monotone » est la fonction de répartition d'une variable, ici la demande résiduelle, c'est-à-dire la courbe qui présente ses différentes valeurs au cours de l'année, non chronologiquement, mais classées par ordre croissant ou décroissant. La demande résiduelle à un moment donné est définie comme la consommation instantanée, à laquelle on retranche la production des moyens dont les coûts fixes dominent les coûts variables (PV, éolien, nucléaire).

Source : *commission Criqui*

Dans ces périodes où les électrolyseurs ne sont appelés qu'à puissance partielle, la valeur de l'électricité marginale, au lieu d'être nulle ou presque, devient égale à la valeur de l'hydrogène tiré de cette électricité. À titre de point de repère, le tableau suivant indique, sous hypothèse d'un gaz à un coût de 25 €/MWh PCS, la valeur marginale de cette électricité.

Tableau 15 – Valeur marginale de l'électricité valorisée par électrolyse, en €/MWh, en fonction de la valeur du carbone et du scénario de référence

en €/MWh	0 €/tCO ₂	100 €/tCO ₂	200 €/tCO ₂	300 €/tCO ₂
Au renouvellement	29	46	64	82
Avec CAPEX échoués	25	42	60	78
Usage combustible	17	30	44	57

Note : la dégradation de l'électrolyseur n'est pas prise en compte.

Source : commission Cricqui

Les coûts de l'électrolyseur ne sont en fait pas entièrement fixes, car la durée de vie de la pile d'électrolyse s'exprime en heures de fonctionnement. Mais ce point a peu d'effet sur le tableau ci-dessus : en reprenant à titre d'exemple l'hypothèse de RTE 2020 quant au coût de remplacement à échéance 2035 (210 €/kWe), les valeurs du tableau ne sont amputées que de tout au plus 2 €/MWh.

Il en ressort que la valeur de l'électricité consommée par électrolyse devient significative, dès lors qu'on considère une valeur du carbone relativement élevée.

Ainsi **l'électrolyse agit en limitant la durée annuelle des périodes durant lesquelles la valeur de l'électricité devient nulle ou presque**. Le même résultat peut être exprimé dans le vocabulaire d'un marché de l'électricité « idéal » : l'électrolyse limite les périodes de prix nuls (périodes « D » dans le schéma ci-avant). D'après le Tableau 14, le seuil de durée auquel l'électrolyse plafonne ces périodes apparaît inférieur à 2 000 h/an¹, dès lors qu'on considère la valeur de l'action pour le climat à moyen terme.

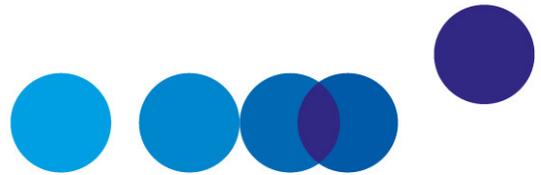
Une analogie avec les centrales à combustibles peut être mise en avant : dans un système électrique bien optimisé, celles-ci reçoivent une partie du temps des prix de l'électricité leur permettant tout juste de fonctionner, sans pour autant rémunérer leurs coûts fixes (périodes « B », équivalentes aux périodes « C » des électrolyseurs) ; et une partie du temps (périodes « A », équivalentes aux périodes « D ») des prix² élevés, couvrant non seulement leur fonctionnement mais aussi leurs coûts fixes. Ainsi, **formellement, l'électrolyse est une technologie de production électrique pilotable, mais « en négatif »**. Elle est l'inverse des centrales électriques au gaz. Comme elles, la qualité première qu'elle apporte au système électrique est la flexibilité.

¹ En d'autres termes : si les valeurs ou prix de l'électricité étaient nulles ou presque pendant 2 000 h/an, alors il serait possible d'ajouter, de manière socio-économiquement rentable, des électrolyseurs supplémentaires, jusqu'à ce que cette durée de valeurs nulles ait été raccourcie.

² Mécanismes de capacité inclus.

De la même manière que l'apparition d'une nouvelle technologie de production électrique modifie le « mix optimal » et donc l'espace de pertinence des autres technologies de production, l'apparition de l'électrolyse dans le système électrique modifie ce mix. Elle favorise les moyens de production décarbonés non flexibles (ENR et nucléaire), et réduit, en décalant la monotone ci-dessus vers la gauche, le besoin de moyens de production flexibles.

L'ampleur de ces effets n'est pas quantifiée ici. Cela supposerait en effet une modélisation extrêmement détaillée d'un système électrique-cible et de l'ensemble de ses flexibilités, alors même que les coûts et gisements de toutes les flexibilités potentielles ne sont pas bien connus aujourd'hui.



CONCLUSIONS GÉNÉRALES

1. Coûts de production et d'abattement

Les technologies liées à l'hydrogène sont en partie à venir et certaines ont vocation à connaître, avec leur industrialisation ou leur déploiement, des effets d'échelle, de série ou d'apprentissage, et plus généralement des dynamiques de progrès technique et de réduction de coûts. Leur précocité actuelle ne permet pas de conduire des calculs définitifs. Il est néanmoins possible de se positionner à un moyen terme qui correspond, en fonction des trajectoires technologiques, à un horizon d'environ 2030. Les calculs font alors apparaître les ordres de grandeur suivants, pour les différentes voies de production de l'hydrogène et de ses dérivés (voir Tableau 16).

Tableau 16 – Synthèse des estimations de coûts de production (éventuel stockage inclus) et d'abattement pour les principales voies de production d'hydrogène examinées, à moyen voire long terme, en France métropolitaine

Procédé	Couleur	Coût de production	Coût d'abattement hydrogène spécifique	Coût d'abattement hydrogène combustible
Reformage de gaz naturel	Gris	env. 1,6 €/kgH₂	<i>Voie carbonée</i>	<i>Voie carbonée</i>
Reformage, avec CSC	Bleu	env. 2,2 €/kgH₂	env. 100 €/tCO₂	env. 250 - 300 €/tCO₂
Pyrolyse de gaz naturel	Turquoise	<i>(n.d.)</i>	<i>(n.d.)</i>	<i>(n.d.)</i>
Électrolyse d'une production électrique dédiée (renouvelable ou nucléaire)	Vert ou Violet	> 3,5 €/kgH₂	> 200 €/tCO₂	> 400 €/tCO₂
Électrolyse d'excédents décarbonés	Arc-en-ciel ?	<i>Décroissant, plancher incertain</i> → pot. 2,0 €/kgH₂ ?	<i>Décroissant, plancher incertain</i> → pot. 100 €/tCO₂ ?	<i>Décroissant, plancher incertain</i> → pot. 250 €/tCO₂ ?

Source : commission Criqui

Ces estimations ne valent que sous les **hypothèses** suivantes :

- Les différents **vecteurs énergétiques sont affectés efficacement aux usages finals**. Cette condition conduit notamment à préférer très largement l'électrification des usages finals, quand elle est possible ;
- Les coûts diminuent à moyen terme, après qu'un large développement des technologies permet d'accéder à des **effets de série et d'apprentissage** (pour les électrolyseurs notamment). Le surcoût des premiers développements n'est pas pris en compte dans ce calcul, et est supposé assumé au titre de la **politique industrielle**, et notamment de la recherche de l'avantage du « first-mover » dans une filière d'avenir ;
- Des installations d'échelle industrielle, tirant pleinement partie des **effets d'échelle** ;
- Pour la voie « bleue », une bonne optimisation de son bilan climatique, et la disponibilité d'approvisionnements gaziers ;
- Et l'ensemble des hypothèses de coûts effectuées, notamment, pour la voie « bleue », concernant le stockage géologique de CO₂, et, pour les voies d'électrolyse, concernant le stockage géologique massif d'hydrogène, indispensable au lissage de la production.

Ces coûts sont différemment impactés par les prix internationaux de l'énergie, en l'occurrence le gaz : le coût de l'hydrogène bleu est dépendant de celui du gaz fossile, mais le coût d'abattement associé l'est moins. Inversement, les voies fondées sur l'électricité décarbonée ont l'avantage de fournir un hydrogène à coût plus stable – c'est le coût d'abattement qui varie alors avec les prix du gaz fossile, voire demain avec les prix des gaz décarbonés (ammoniac vert, par exemple), s'ils s'avèrent disponibles à l'importation.

La comparaison des coûts d'abattement avec la valeur de l'action pour le climat (VAC, qui atteint 500 €/tCO₂ en 2040) fait apparaître que toutes les options techniques peuvent à terme être compatibles avec cette VAC. Mais cette seule comparaison ne suffit pas.

2. Concernant l'électrolyse

En effet, l'analyse fait apparaître la complexité des **problématiques de bonne insertion dans le système énergétique, pour les voies de production d'hydrogène par l'électrolyse**. Ceci vaut à la fois en termes d'articulation des technologies entre elles, et du point de vue de la chronologie de déploiement. En effet, les rendements de l'électrolyse sont tels qu'elle n'est pertinente que lorsque le gaz a une valeur plus forte que l'électricité, situation très peu fréquente dans le système énergétique actuel. Ce constat a plusieurs conséquences :

- Dans une optique de décarbonation, **l'électrolyse nécessite une électricité très fortement décarbonée**. Elle ne fait sens qu'aux moments où le contenu carbone marginal de l'électricité mobilisée est inférieur à 180 g/kWh, voire 135 g/kWh dans le cas où l'hydrogène est mobilisé pour des usages énergétiques plutôt que spécifiques. Ceci revient à dire que l'électrolyse ne peut faire sens qu'aux moments où la totalité de la production électrique est décarbonée. En outre, le contenu carbone résiduel de l'électricité mobilisée ne doit pas être négligé dans les calculs.
- **Produire de l'hydrogène d'électrolyse abordable suppose de disposer d'un approvisionnement en électricité à très bas coût**. Ce paramètre est bien plus déterminant que le facteur de charge des électrolyseurs, dès lors qu'on dépasse un facteur de charge minimal dont la valeur, restant à préciser, pourrait être de l'ordre de 1 500 ou 2 000 heures par an (soit autour de 20 %). Dans le cas français, où aucun moyen de production électrique n'atteint les coûts extrêmement bas du photovoltaïque en déserts ensoleillés, l'atteinte de ces très bas coûts semble devoir passer non par des moyens de productions électriques dédiés à l'électrolyse, mais par un jeu de complémentarités avec les autres composants du système électrique. L'électrolyse trouve alors sa place en valorisant des productions électriques fatales, dans des périodes d'excédents. Ceci n'est possible que si l'électrolyse est **optimisée pour un fonctionnement à faible facteur de charge**, et associée à des **stockages d'hydrogène de grande ampleur**.

Ceci positionne a priori le déploiement de l'électrolyse **en fin de trajectoire de décarbonation**, après notamment la décarbonation du cœur de la production électrique. Notamment, en Europe, la sortie de la production électrique de base et de semi-base à partir de combustibles (charbon et gaz fossile) apparaît prioritaire.

3. Comparaison des voies de production

D'après les résultats bruts d'un calcul socioéconomique, la voie de production d'hydrogène par vaporeformage de méthane fossile avec capture et stockage du carbone (hydrogène « bleu ») apparaît pertinente à court terme, sous réserve que son bilan climatique complet soit optimisé, et, bien entendu, que l'approvisionnement gazier correspondant soit assuré. Cette voie hydrogène « bleu » se trouve en outre être parmi les toutes premières technologies à faire apparaître la nécessité d'une infrastructure de collecte et de stockage géologique du CO₂ (CSC). Ses coûts d'abattement ne sont susceptibles d'être rejoints par ceux de l'hydrogène d'électrolyse qu'en fin de trajectoire de décarbonation.

La voie de pyrolyse de méthane (hydrogène « turquoise », proche de la voie « bleue » mais stockant le carbone sous forme de « noir de carbone »), au demeurant non encore mature, apparaît a priori un peu moins intéressante, en raison des volumes de méthane et

d'électricité mobilisés. Mais elle présenterait l'avantage d'éviter le stockage géologique de CO₂, et pourrait se prêter davantage à une mise en œuvre décentralisée.

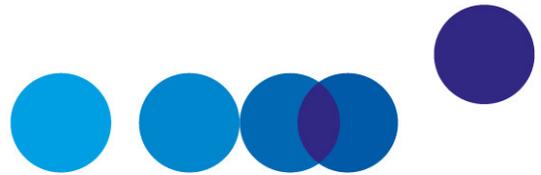
Quant à l'électrolyse en France métropolitaine, elle est susceptible à terme d'atteindre voire de dépasser les performances de la voie « bleue », mais à l'issue, comme indiqué ci-dessus, d'une trajectoire dans laquelle elle vient finaliser la préalable décarbonation du système électrique.

D'autres voies sont théoriquement possibles, mais de mise en œuvre beaucoup plus lointaine : thermolyse de l'eau par solaire à concentration ou nucléaire à très haute température ; craquage de l'eau par photocatalyse.

C'est ainsi une **vision en deux temps** qui se dégage de l'analyse technique :

- Un court-moyen terme qui pourrait donner, si les réserves le concernant sont levées, une place prépondérante à l'hydrogène « bleu », avec donc captage et stockage géologique du CO₂, tandis que le développement des moyens de production d'électricité décarbonée irait prioritairement à l'accélération de la décarbonation du système électrique,
- Un moyen-long terme où la réussite d'une large décarbonation des systèmes électriques européens leur permettra d'intégrer la production d'hydrogène par électrolyse, laquelle pourra concourir, par la flexibilité qu'elle représente, à leur équilibre.

Cette vision en deux temps, qui porte sur les volumes produits, n'est pas exclusive des investissements de R & D et d'industrialisation nécessaires pour faire baisser les coûts, positionner l'industrie nationale et assurer que les systèmes industriels pertinents soient effectivement en place au moment désiré.



ANNEXE

MEMBRES DE LA COMMISSION

Président

Patrick Criqui, directeur de recherche émérite CNRS, UMR GAEL, université Grenoble Alpes

Secrétariat

Bérengère Mesqui, coordinatrice, France Stratégie

Stéphane Crémel, Direction générale du Trésor

Maxime Gérardin, France Stratégie

Olivier de Guibert, Commissariat général au développement durable

Silvano Domergue, Commissariat général au développement durable

Boris Le Hir, France Stratégie

Aude Pommeret, France Stratégie

Alice Robinet, France Stratégie

Membres

Émilie Alberola, directrice Innovation et Recherche, Eco'Act

Yasmine Arsalane, Agence internationale de l'énergie

Emmanuel Combet, ADEME

Dominique Bureau, délégué général, Conseil économique pour le développement durable (CEDD)

Antoine Dechezleprêtre, OCDE

Jean-Guy Devezeaux de Lavergne, I-Tesé

Matthieu Glachant, professeur d'économie, Mines Paristech

Joseph Hajjar, Direction générale de l'Énergie et du Climat

Jan Horst Keppler, professeur d'économie, université Paris-Dauphine

David Marchal, ADEME

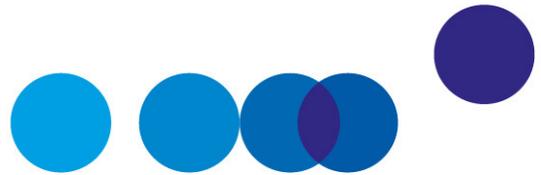
Yves Marignac, Association Négawatt

Andrew Prag, Agence internationale de l'énergie (AIE)

Yannick Pérez, CentraleSupélec

Cédric Philibert, université Paris-Dauphine

Philippe Quirion, CNRS-CIRED



Directeur de la publication

Gilles de Margerie, commissaire général

Directeur de la rédaction

Cédric Audenis, commissaire général adjoint

Secrétaire de rédaction

Olivier de Broca

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 :



www.strategie.gouv.fr



[@strategie_Gouv](https://twitter.com/strategie_Gouv)



[france-strategie](https://www.linkedin.com/company/france-strategie)



[francestrategie](https://www.facebook.com/francestrategie)



[@FranceStrategie_](https://www.instagram.com/FranceStrategie_)



[StrategieGouv](https://www.youtube.com/StrategieGouv)

Les opinions exprimées dans ce rapport engagent leurs auteurs et n'ont pas vocation à refléter la position du gouvernement



**RÉPUBLIQUE
FRANÇAISE**

*Liberté
Égalité
Fraternité*



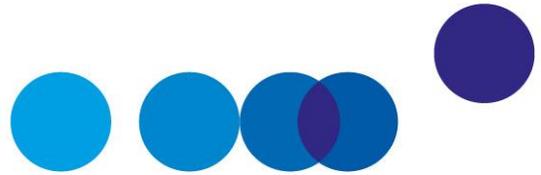
FRANCE STRATÉGIE
ÉVALUER. ANTICIPER. DÉBATTRE. PROPOSER.

Institution autonome placée auprès du Premier 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.

Les coûts d'abattement

Partie 5 – Logement

Rapport de la commission présidée par
Patrick Criqui



LES COÛTS D'ABATTEMENT

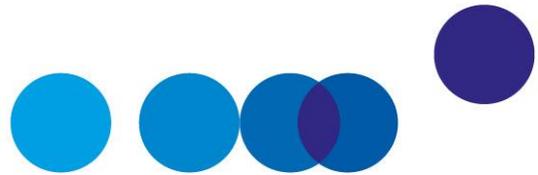
Partie 5 – Logement

Rapport de la commission
présidée par **Patrick Criqui**

Rapporteurs

Boris Le Hir et Alice Robinet





PRÉSENTATION

À la suite de la signature de l'accord de Paris en 2015, la France s'est engagée à atteindre la neutralité carbone à l'horizon 2050. La Stratégie nationale bas-carbone (SNBC), révisée tous les cinq ans, constitue la feuille de route française pour lutter contre le changement climatique : elle détaille les actions à mettre en œuvre dans chaque secteur. Le présent travail vise à fournir des outils méthodologiques dans la perspective de l'élaboration de la troisième SNBC.

Les coûts d'abattement des différentes solutions de décarbonation, c'est-à-dire leur coût rapporté aux émissions évitées, sont en effet une donnée essentielle pour l'élaboration d'une stratégie climat efficace. Le recours au coût d'abattement socioéconomique permet de hiérarchiser les actions de décarbonation et d'identifier celles susceptibles de maximiser les réductions effectives d'émissions de gaz à effet de serre, à niveau d'effort donné pour la collectivité. La comparaison du coût d'abattement à la valeur de l'action pour le climat (VAC)¹ établit l'efficacité socioéconomique d'une action. Elle doit par ailleurs permettre de s'assurer que le niveau d'effort consenti reste proportionné au regard de la trajectoire nationale de réduction des émissions vers la neutralité carbone en 2050.

Après la publication du rapport de la commission Quinet sur la valeur de l'action pour le climat en février 2019, qui faisait le constat de la nécessité « de poser un cadre méthodologique clair et partagé pour pouvoir évaluer le coût d'abattement socioéconomique des différentes actions », la commission sur les coûts d'abattement des émissions de gaz à effet de serre a été installée en septembre 2019. Présidée par Patrick Criqui, directeur de recherche émérite au CNRS, elle est composée d'économistes et d'experts sectoriels.

¹ 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.

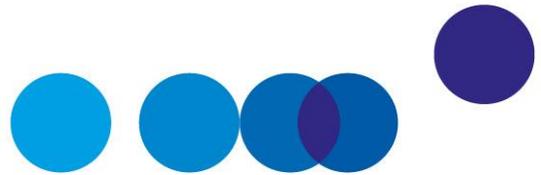
L'objectif des travaux de la commission est triple :

- préciser le (ou les) sens que l'on donne au « coût d'abattement » et définir un cadre méthodologique partagé pour les calculs de ces coûts ;
- expliquer l'interprétation qui peut être faite d'une évaluation des coûts d'abattement en fonction du mode de calcul retenu, en particulier préciser comment elle peut être comparée à la valeur de l'action pour le climat ;
- présenter les coûts d'abattement harmonisés d'une série de technologies ou d'actions pour la réduction des émissions ainsi que l'utilisation qui pourrait en être faite au service des politiques climatiques et les limites de ces utilisations.

Après une première partie méthodologique qui explicite le concept et les méthodes de calcul des coûts d'abattement socioéconomiques, des travaux sectoriels de cette commission sont publiés successivement depuis plusieurs mois : transports, électricité, hydrogène, logement – le sujet du présent rapport – et industrie (à venir).

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.
Rapporteurs : Stéphane Crémel (Direction générale du Trésor) ; Aude Pommeret (France Stratégie)
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.
Rapporteurs : Stéphane Crémel (Direction générale du Trésor) ; Bérengère Mesqui (France Stratégie)
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.
Rapporteurs : Silvano Domergue, Olivier de Guibert et Emmanuel Memmi (Commissariat général au développement durable) ; Julie Corberand et Aude Pommeret (France Stratégie)
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.
Rapporteur : Maxime Gérardin (France Stratégie)



SOMMAIRE

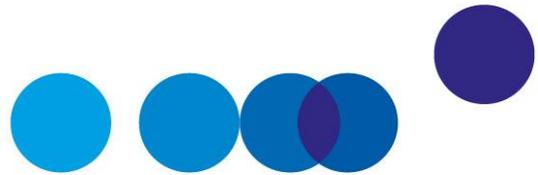
Messages clés	9
Synthèse	13
Chapitre 1 – État des lieux et objectifs	35
1. État des lieux et tendances des émissions du bâtiment	35
2. Cadre européen et Stratégie nationale bas-carbone en France	37
2.1. Le cadre européen.....	37
2.2. Les objectifs de la Stratégie nationale bas-carbone et les mesures mises en place.....	38
3. Les leviers de décarbonation dans le secteur du bâtiment	40
4. Comment éclairer les enjeux des politiques publiques avec les coûts d'abattement ?	42
4.1. Des politiques en place non optimales.....	42
4.2. Évaluer le potentiel des actions de sobriété.....	43
4.3. Considérer des actions de rénovation globale.....	46
4.4. Tenir compte des effets de report de la décarbonation du vecteur.....	52
4.5. L'apport des coûts d'abattement pour éclairer les enjeux de politique publique.....	52
Chapitre 2 – Prendre en compte les spécificités du secteur du bâtiment pour le calcul des coûts d'abattement	55
1. Une grande diversité de situations et d'acteurs	55
1.1. L'hétérogénéité des parcs de bâtiments implique des actions différenciées.....	55
1.2. Des acteurs atomisés, aux comportements hétérogènes.....	56
1.3. Des coûts cachés divers.....	58
2. Les inerties dans la transformation des parcs	59
2.1. Un enjeu sur les coûts d'abattement davantage porté sur le parc existant que sur la construction neuve.....	59
2.2. Progrès technique et fort contenu en travail rendent incertaine l'évolution des coûts.....	59

3. Des effets rebond difficiles à évaluer.....	62
3.1. Définition de l'effet rebond et fondements empiriques	62
3.2. Recommandations pour la prise en compte des effets rebond dans le calcul du coût d'abattement.....	65
3.3. Au-delà de l'effet rebond, les asymétries d'information peuvent affecter la qualité des travaux.....	66
4. Des cobénéfices pour la santé très significatifs.....	68
5. Principes méthodologiques additionnels	70
5.1. La mesure des émissions sur la base des étiquettes de performance énergétique et des vecteurs énergétiques.....	70
5.2. Le coût d'opportunité des fonds publics (COFP) dans le cas des rénovations énergétiques....	72
5.3. La question de l'adaptation au changement climatique.....	73
Chapitre 3 – Application à la rénovation des logements	75
1. Comparaison d'actions types de rénovation.....	76
2. Deux ensembles de données pour décrire le parc de logements.....	79
3. Hypothèses et méthodologie de construction des courbes de coût d'abattement.....	82
3.1. Durée des bénéfices de la rénovation	82
3.2. Facteurs d'émissions et décarbonation du vecteur énergétique.....	83
3.3. Le coût des actions sur l'enveloppe et le système énergétique.....	84
3.4. La consommation d'énergie	86
4. Les courbes de coûts marginaux d'abattement pour le parc résidentiel.....	87
4.1. Coûts d'abattement de la rénovation énergétique des logements.....	87
4.2. Des incertitudes sur les coûts d'abattement encore très importantes	99
4.3. La rentabilisation progressive des actions de rénovation par la valeur de l'action pour le climat	105
5. Pistes d'amélioration de l'évaluation des coûts d'abattement de la rénovation.....	108
5.1. Dépasser l'approche statique	108
5.2. Consolider les estimations et les hypothèses de coût d'investissement et d'efficacité des rénovations	109
5.3. Affiner la représentation des gestes de rénovation et les vecteurs énergétiques	110

Chapitre 4 – Compléments sur le tertiaire et les réseaux de chaleur	111
1. Les coûts d’abattement dans le parc tertiaire	111
2. Les coûts d’abattement dans les réseaux de chaleur	112
2.1. Les réseaux de chaleur en France : un développement conséquent mais insuffisant au regard des objectifs à atteindre	112
2.2. Les coûts d’abattement d’un réseau de chaleur : l’exemple du réseau de la métropole de Grenoble	114
Références bibliographiques	119

ANNEXES

Annexe 1 – Membres de la commission	125
Annexe 2 – Les différents périmètres des émissions	127
Annexe 3 – Comparer différents parcours types de rénovations : Ademe, Dorémi et Enertech (2021)	129
Annexe 4 – Compléments sur le calcul des coûts d’abattement des actions de rénovation énergétique avec Res-IRF	131
Annexe 5 – Analyses de sensibilité des simulations Res-IRF	143
Annexe 6 – Les coûts d’abattement du parc tertiaire (CGDD, 2020)	147
Annexe 7 – Les coûts d’abattement des réseaux de chaleur urbains : le cas de Grenoble-Alpes Métropole	151



MESSAGES CLÉS

État des lieux et objectifs

- Le secteur résidentiel-tertiaire représente 45 % de la consommation totale d'énergie finale en France (720 TWh en 2019), dont près des deux tiers dans le résidentiel.
- Les émissions directes liées à la consommation d'énergie du secteur résidentiel-tertiaire représentent 17 % des émissions territoriales de gaz à effet de serre (GES) de la France (75 MtCO₂e en 2019, dont 47 MtCO₂e dans le résidentiel et 28 MtCO₂e dans le tertiaire).
- 17 % des résidences principales, soit 5,2 millions de logements, sont des « passoires thermiques » (étiquettes DPE F et G). 18 % d'entre elles sont occupées par des ménages appartenant au 1^{er} quintile de revenu.
- 41 % des résidences principales sont chauffées au gaz naturel, 11 % au fioul et 30 % à l'électricité.
- La SNBC 2020 fixe pour 2030 un objectif de réduction des émissions du résidentiel-tertiaire à près de 50 % par rapport à 2015, soit une baisse de 40 % des émissions par rapport à 2019, et la décarbonation quasi complète à l'horizon 2050.
- Pour cela la SNBC 2020 vise un rythme de 370 000 rénovations complètes équivalentes par an dès maintenant et 700 000 à partir de 2030 afin d'atteindre une performance moyenne du parc au niveau Bâtiment basse consommation (BBC).
- Le renforcement des objectifs communautaires avec le paquet « Fit for 55 » (réduction de 55 % des émissions européennes de GES par rapport à 1990) devrait se traduire par un renforcement des objectifs dans ce secteur, avec notamment la mise en place d'un système d'échange de quotas d'émissions européen dédié (SEQE-UE).
- Les émissions du résidentiel-tertiaire ont baissé de 10 % entre 2015 et 2019 (-10 % dans le résidentiel et -11,5 % dans le tertiaire), mais cette baisse s'est révélée inférieure aux objectifs fixés par le budget carbone pour 2015-2018 qui a été dépassé de 11 %.

Principaux enseignements du rapport

- Le niveau d'ambition national visé implique d'atteindre des niveaux de performance énergétique élevés sur la plupart des logements. La capacité des rénovations par gestes successifs à atteindre les plus hautes performances n'étant pas démontrée, il apparaît préférable de raisonner directement sur des rénovations de type global. Pour cette raison, les rénovations étudiées dans le rapport sont des rénovations permettant d'atteindre en une seule étape un niveau de performance correspondant à la classe énergétique A, B ou C selon les cas. Ces rénovations regroupent en grande partie les rénovations performantes et globales telles que définies par la loi « climat et résilience ».
- Le coût d'abattement d'une rénovation de ce type est très variable selon les caractéristiques du logement sur lequel elle est appliquée. Cette forte hétérogénéité est à prendre en compte dans la conception des instruments des politiques publiques.
- Les politiques publiques doivent aussi tenir compte des freins organisationnels à l'investissement dans la rénovation, par exemple dans les situations de copropriétés, de propriétaires bailleurs ou de difficultés d'accès au crédit. Il conviendra pour cela d'identifier en priorité les barrières de marché pesant sur les rénovations les plus efficaces.
- Les coûts des actions de sobriété sont par nature difficiles à mesurer. Plus que le coût de ces actions, c'est le potentiel effectif des actions de sobriété qu'il convient d'évaluer avec réalisme. Les scénarios les plus ambitieux estiment que ce potentiel de réduction se situe entre 20 % et 30 % des émissions.
- Un peu plus de 5 % des rénovations vers un niveau BBC, représentant un potentiel d'abattement d'environ 5 % des émissions actuelles du secteur, seraient dès aujourd'hui socioéconomiquement rentables, indépendamment même de l'enjeu climatique, c'est-à-dire sans prise en compte d'une valeur du carbone.
- Il s'agit en grande partie de « passoires thermiques » occupées par des ménages à faibles revenus (situation de précarité énergétique). Leur rénovation, qui apporte avant tout un bénéfice sanitaire, devrait être la première des priorités.
- Ensuite, la priorité d'action doit se porter sur l'ensemble des logements chauffés au fioul et des logements d'étiquettes F et G chauffés au gaz. Le contexte énergétique, découlant de la guerre en Ukraine et des difficultés rencontrées sur le parc nucléaire, doit conduire en outre à ne pas négliger la rénovation des passoires thermiques chauffées à l'électricité.
- La comparaison des coûts d'abattement à la valeur de l'action pour le climat 2019 justifie l'ambition d'un rythme soutenu de rénovations pour les dix années à venir : dès

2025, il serait socioéconomiquement rentable de rénover 5,8 millions de logements vers B, dont l'essentiel des logements chauffés au fioul et un peu plus de la moitié des logements F et G chauffés au gaz. À l'horizon 2030, cela concernerait plus de 12 millions de logements (soit plus du tiers) de toutes les étiquettes.

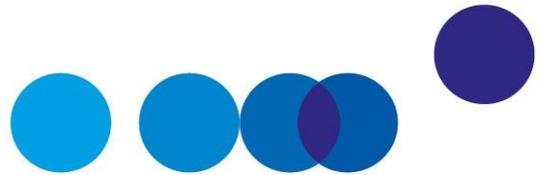
- Malgré cela, le meilleur compromis entre gains d'efficacité énergétique et décarbonation des vecteurs reste difficile à déterminer. D'après les simulations réalisées, des rénovations vers C avec électrification du vecteur pourraient réduire significativement les coûts d'abattement en comparaison à des rénovations au niveau BBC rénovation (vers B), pour l'atteinte d'un même objectif national. Deux incertitudes jouant en sens inverse maintiennent toutefois la question en suspens :
 - la première porte sur la capacité des vecteurs décarbonés à répondre à la demande et en particulier la capacité du secteur électrique à assurer la production décarbonée nécessaire, notamment en pointe hivernale ;
 - la seconde porte sur les coûts et la performance effective des travaux de rénovation de l'enveloppe, notamment dans un contexte où des tensions existeraient sur le marché de la rénovation.
- Dans tous les cas, l'atteinte des objectifs nécessitera de pousser loin à la fois les gains d'efficacité et la décarbonation du mix énergétique, qui elle-même devra s'appuyer sur des sources diversifiées – électricité, réseaux de chaleur, bois, biogaz – du fait de la limite de potentiel de chacune de ces sources. L'électrification du parc, avec notamment des systèmes performants du type pompes à chaleur air-eau ou géothermiques, représente un potentiel d'abattement important, mais elle ne peut en aucun cas être considérée comme l'unique solution. Le rythme souhaitable d'électrification dépend notamment des anticipations d'évolution du coût et du contenu carbone de l'électricité qui est appelée marginalement pour le chauffage. Cette évolution est rendue très incertaine à court et à moyen terme par le contexte énergétique actuel.

Coûts d'abattement et rentabilité socioéconomique des rénovations vers B avec électrification du système de chauffage

Action considérée		Rénovation vers B avec électrification par un système de chauffage performant				
Caractéristique du logement avant rénovation		Coût d'abattement actuel du 1 ^{er} et du 3 ^e quartile de logement au sein de la catégorie			Part des logements dont la rénovation serait socio- économiquement rentable	
Vecteur énergétique principal pour le chauffage avant rénovation	Étiquette DPE avant rénovation	(formule 1 budget carbone)			2025	2030
		Q1		Q3		
Fioul	C	120 €	-	160 €	80 %	100 %
	D	110 €	-	150 €	80 %	98 %
	E	90 €	-	130 €	92 %	100 %
	F	-40 €	-	80 €	100 %	100 %
	G	-140 €	-	50 €	100 %	100 %
Gaz	C	180 €	-	230 €	7 %	83 %
	D	160 €	-	210 €	20 %	81 %
	E	120 €	-	180 €	43 %	94 %
	F	-50 €	-	90 €	100 %	100 %
	G	-270 €	-	50 €	100 %	100 %
Électricité	C	1 930 €	-	2 430 €	0 %	0 %
	D	1 280 €	-	1 650 €	0 %	0 %
	E	880 €	-	1 240 €	0 %	0 %
	F	-1 500 €	-	600 €	33 %	33 %
	G	-7 000 €	-	330 €	37 %	37 %

Note de lecture : au sein de l'ensemble des logements initialement chauffés au fioul et d'étiquette énergétique E, pour la moitié des logements le coût d'abattement associé à une rénovation vers B avec passage à un chauffage électrique performant est compris entre 90 €/tCO_{2e} et 130 €/tCO_{2e} (pour un quart des logements, le coût d'abattement est inférieur à 90 €/tCO_{2e}, et pour un quart le coût d'abattement est supérieur à 130 €/tCO_{2e}). En tenant compte de la valeur de l'action pour le climat (VAC), ce type de rénovation serait socioéconomiquement rentable pour 92 % des logements de cette catégorie dès 2025 et pour la totalité des logements de la catégorie en 2030.

Source : calcul des auteurs sur la base des simulations réalisées par le Cired

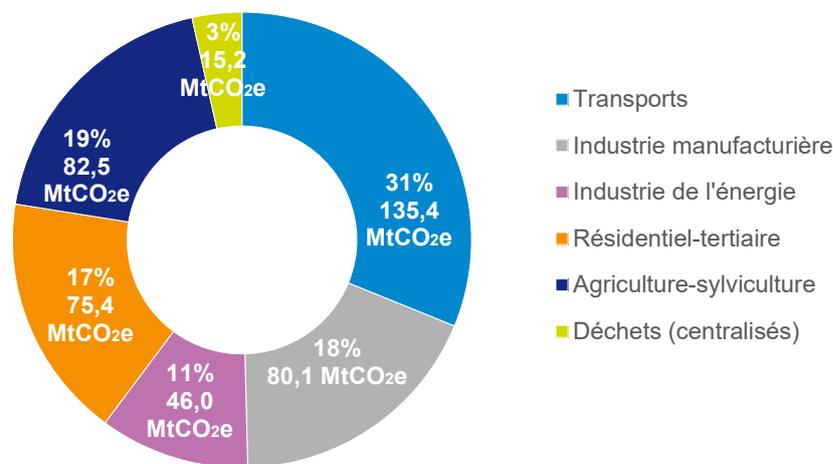


SYNTHÈSE

1. État des lieux du secteur et objectifs

Le secteur résidentiel et tertiaire est le principal consommateur d'énergie en France, avec 44 % de la consommation totale d'énergie finale du territoire¹. Les émissions directes² liées à la consommation d'énergie du secteur ne représentent que 17 % des émissions territoriales de gaz à effet de serre (GES), soit 75 Mt CO₂e en 2019, du fait du poids élevé de l'électricité dans sa consommation énergétique. Cela en fait le quatrième secteur le plus émetteur après les transports, l'industrie et l'agriculture (Graphique I).

Graphique I – Répartition des émissions de CO₂e en 2019 hors UTCATF* en France



* Utilisation des terres, changement d'affectation des sols.

Note : le périmètre couvre les émissions de la France métropolitaine et d'outre-mer (Outre-mer inclus dans l'UE : périmètre Plan climat Kyoto).

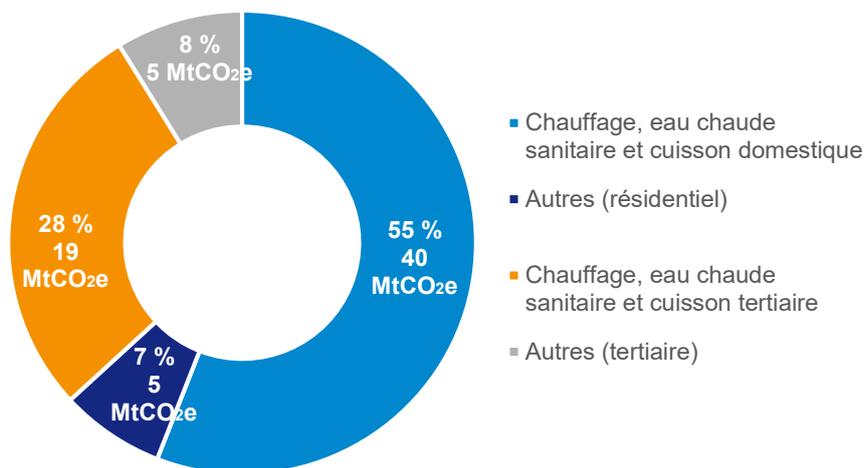
Source : à partir de l'inventaire Citepa de juin 2022 au format Secten et au périmètre Plan climat Kyoto, données non corrigées des variations climatiques, phase d'usage du bâtiment exclusivement

¹ Service des données et études statistiques (SDES) du MTE (2021), *Bilan énergétique de la France pour 2019*, Paris, janvier. Les émissions comptabilisées ici sont celles liées au fonctionnement des bâtiments et n'incluent pas celles liées à leur construction.

² Soit ce qu'on appelle le « Scope 1 », voir [Annexe 2](#). Seules sont prises en compte les émissions liées à l'usage des bâtiments, et non celles liées à la construction.

Les émissions du secteur résidentiel et tertiaire sont issues à plus de 60 % des bâtiments résidentiels et à 40 % des bâtiments tertiaires (Graphique II)¹.

**Graphique II – Répartition par usage des émissions de GES en MtCO₂e
du secteur du bâtiment en France en 2020**



e : estimation.

Note : le périmètre couvre les émissions de la France métropolitaine et d'outre-mer (Outre-mer inclus dans l'UE : périmètre Plan climat Kyoto). Les « autres » usages incluent : climatisation, réfrigération, utilisation de produits domestiques ou tertiaires, engins domestiques, déchets et brûlage domestiques, eaux usées, autres.

Source : à partir de l'inventaire Citepa de juin 2022 au format Secten et au périmètre Plan climat Kyoto, données non corrigées des variations climatiques, phase d'usage du bâtiment exclusivement

La Stratégie nationale bas-carbone (SNBC)², révisée en 2020 et visant la neutralité carbone sur le territoire à l'horizon 2050, fixe pour le secteur résidentiel-tertiaire un objectif pour 2030 équivalent à une réduction des émissions de près de 50 % par rapport à 2015³ et la décarbonation quasi complète à l'horizon 2050 (voir Graphique III). En 2019, le niveau des émissions étant déjà de 18 % inférieur à celui de 1990, il s'agit de réduire les émissions actuelles d'environ 40 % d'ici à 2030. La répartition de l'effort de décarbonation entre le résidentiel et le tertiaire n'est pas explicite dans les budgets carbones de la SNBC. Toutefois, sous l'hypothèse que cet effort serait identique, ces objectifs reviendraient à faire passer les émissions résidentielles de 45 Mt en 2020 à 27 Mt CO₂e en 2030.

Plus récemment, des objectifs communs de réduction des émissions de GES ont été fixés au niveau européen avec le paquet « Fit for 55 » qui renforce l'objectif de réduction pour

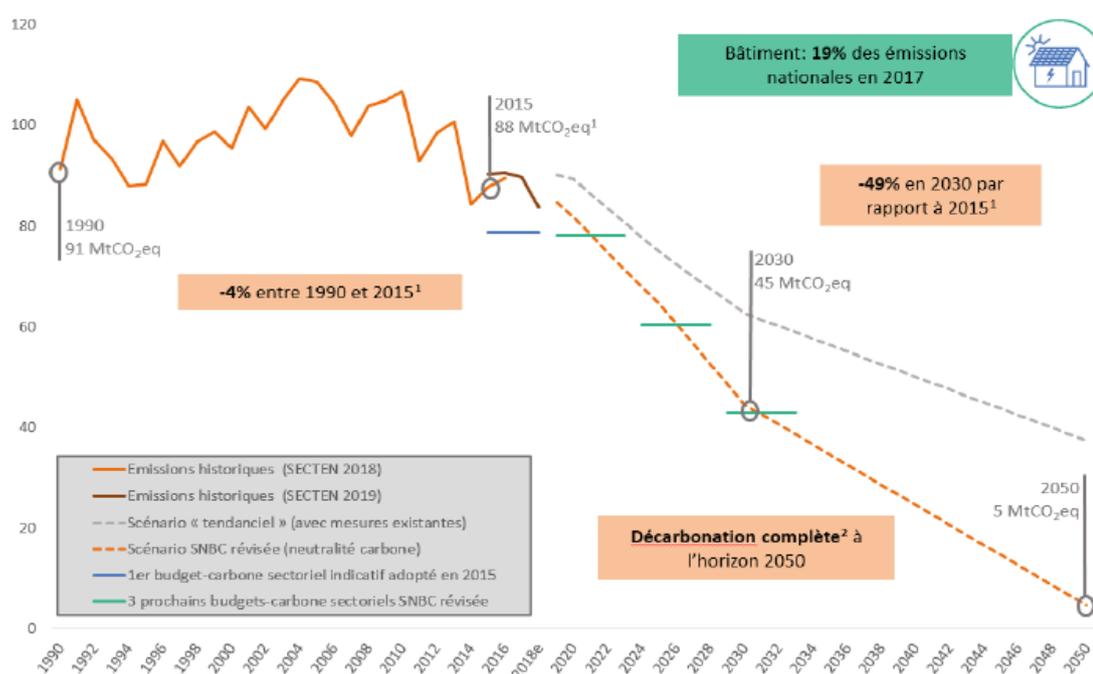
¹ Citepa (2022), *Gaz à effet de serre et polluants atmosphériques. Bilan des émissions en France de 1990 à 2021 – Format Secten*, rapport, juin.

² Ministère de la Transition écologique et solidaire – MTES (2020), *Stratégie nationale bas-carbone*, mars.

³ L'objectif est de 49 % d'ici 2030 par rapport à 2015, soit environ 51 % par rapport à 1990.

2030 à -55 % par rapport au niveau de 1990 pour l'ensemble de l'Europe (en comptant le secteur UTCATF). Ces nouveaux objectifs devraient se traduire sur les cibles d'émission du secteur résidentiel-tertiaire pour lequel est envisagée la création d'un système d'échange de quotas d'émissions européen (SEQE-UE), commun avec le secteur des transports. Les deux secteurs resteraient distincts de celui existant pour l'industrie.

Graphique III – Historique et projection des émissions du secteur des bâtiments entre 1990 et 2050 (MtCO₂eq)



¹ Les émissions utilisées pour l'année 2015 sont celles de l'inventaire Citepa d'avril 2018 au format Secten.

² Ne tient pas compte des fuites résiduelles « incompressibles » de gaz (gaz fluorés, gaz renouvelables).
e : estimation.

Sources : SNBC 2 (MTES, 2020), à partir de l'inventaire Citepa d'avril 2018 au format Secten et au périmètre Plan climat Kyoto ; scénarios AME et AMS 2018

Pour atteindre ces objectifs, trois types de leviers devront être combinés :

- **la sobriété énergétique**, qui se définit comme une démarche de réduction de la demande de services énergétiques s'opérant par des changements de comportement au niveau individuel et collectif : réduction de la surface moyenne de logement par habitant, baisse de la température de consigne de chauffage et hausse de la température de consigne de climatisation, mutualisation des équipements entre logements, développement de pratiques de cohabitation, et réduction des espaces de bureaux via le recours au télétravail, etc. ;

- **l'amélioration de l'efficacité énergétique**, permettant de consommer moins d'énergie pour le même service énergétique, grâce notamment à l'isolation de l'enveloppe des bâtiments (isolation des murs, du toit, du plancher bas, changement des fenêtres, etc.), au renforcement des normes d'efficacité pour la construction des bâtiments neufs ou encore à l'utilisation de systèmes de chauffage et d'équipements électroménagers plus économes en énergie (passage d'un radiateur électrique à une pompe à chaleur, par exemple) ;
- **la décarbonation du vecteur énergétique**, passant soit par le remplacement d'un vecteur énergétique fortement carboné (fioul, gaz) par un vecteur peu carboné (électricité, réseaux de chaleur issue d'énergies renouvelables, par exemple), soit par la réduction du contenu carbone de certains vecteurs (baisse des énergies fossiles dans la production d'électricité ou développement du biogaz, par exemple).

17 % des résidences principales, représentant 5,2 millions de logements¹, seraient des « passoires thermiques » d'après les estimations les plus récentes². Cela en fait un véritable gisement pour l'amélioration de l'efficacité énergétique. À ce titre, la SNBC ambitionne un rythme soutenu de rénovations de logements avec 370 000 rénovations « complètes équivalentes » par an dès 2022, en ciblant en priorité les « passoires énergétiques », et 700 000 rénovations à partir de 2030. L'objectif est d'atteindre à l'horizon 2050 un niveau de performance moyen sur l'ensemble du parc équivalent à la norme bâtiment basse consommation (BBC), soit une consommation énergétique par bâtiment en moyenne limitée à 50 kWh/m²/an en énergie primaire (étiquette DPE A). L'exigence plus élevée sur les performances énergétiques de la construction neuve permet une performance moyenne visée pour les rénovations légèrement en deçà de la moyenne, fixée au niveau BBC rénovation de 80 kWh/m²/an, correspondant à une classe DPE B³.

En outre, les vecteurs carbonés restent aujourd'hui majoritaires dans le bâtiment en France, puisque 41 % des résidences principales sont chauffées au gaz naturel et 11 % au fioul⁴. L'électricité (hors pompes à chaleur) est utilisée pour le chauffage dans 30 % des logements. Les pompes à chaleur restent minoritaires (7 % des résidences principales)

¹ Le parc de logements en France métropolitaine est estimé à plus de 36 millions de logements en 2021, dont 3,6 millions de résidences secondaires, 3 millions de logements vacants et 29,6 millions de résidences principales. Les estimations effectuées par le SDES, et dans la suite de cette étude, se limitent au périmètre des résidences principales en 2018 (un peu moins de 29 millions de logements).

² Le Saout R., Mesqui B. et Rathle J.-P. (2022), *Le parc de logements par classe de consommation énergétique au 1^{er} janvier 2022*, Document de travail, n° 60, Observatoire national de la rénovation énergétique, juillet.

³ Les constructions neuves de performance A+ devant représenter plus de 30 % du parc à cet horizon selon la SNBC 2, la performance moyenne visée pour les rénovations est fixée à un niveau BBC rénovation de 80 kWh/m²/an correspondant à une classe DPE B. Cette proportion devrait sans doute diminuer dans la SNBC 3.

⁴ Données Ceren pour l'année 2020, d'après le tableau de suivi de la rénovation énergétique dans le résidentiel édité par l'ONRE (voir <https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/tableau-de-suivi>).

mais ont connu une progression particulièrement forte ces dernières années (+3 points entre 2016 et 2020). Le chauffage urbain est utilisé dans 10 % des logements collectifs.

Jusqu'à présent, la baisse des émissions du secteur s'est avérée inférieure aux objectifs fixés par le premier budget carbone pour 2015-2018. Dans son rapport sur l'analyse des politiques de rénovation thermique des bâtiments en 2020, le Haut Conseil pour le climat (HCC)¹ explique ce retard à la fois par l'insuffisance des dispositifs de financement – le coût des travaux pouvant peser lourdement sur les ménages – et par le fait que les mesures en place n'inciteraient pas à choisir les rénovations globales, plus performantes que les rénovations par gestes isolés. Les mesures adoptées plus récemment, avec un renforcement des moyens financiers (plan de relance 2020) et le recours accru à des obligations (loi « climat et résilience » de 2021) ont pour objectif d'accroître les efforts de réduction des émissions du secteur, mais leur efficacité reste à évaluer.

2. Recommandations pour le calcul des coûts d'abattement au regard des enjeux de politique publique et des spécificités du secteur

Le calcul des coûts d'abattement offre un éclairage indispensable pour la construction et l'évaluation des politiques publiques en apportant des éléments objectifs de hiérarchisation des actions et de comparaison des différentes stratégies d'ensemble. Néanmoins, sa mise en œuvre doit tenir compte d'un certain nombre de précautions d'usage. En premier lieu, la hiérarchisation des actions doit être considérée comme distincte de leur séquençement. L'interdépendance entre les actions de décarbonation et les délais de mise en œuvre de certaines actions peut conduire à mettre en place des actions avant d'autres, même si leur coût d'abattement est plus élevé². Ensuite, les valeurs de coût d'abattement doivent être considérées avec prudence car leur robustesse reste limitée par les informations disponibles aujourd'hui encore trop parcellaires.

Le calcul doit en outre s'adapter aux enjeux de politiques publiques spécifiques au secteur, en particulier :

- Les coûts de certaines actions sont par nature difficiles à mesurer. C'est le cas notamment des actions de sobriété. Plus que le coût de ces actions, c'est le potentiel effectif des actions de sobriété qu'il convient d'évaluer avec réalisme. Les scénarios

¹ Haut Conseil pour le climat (2020), *Rénover mieux : leçons d'Europe*, rapport, réponse à la saisine du gouvernement, novembre.

² Vogt-Schilb A., Meunier G. et Hallegatte S. (2018), « *When starting with the most expensive option makes sense: Optimal timing, cost and sectoral allocation of abatement investment* », *Journal of Environmental Economics and Management*, 88, mars, p. 210-233.

les plus ambitieux estiment que le potentiel de réduction des émissions liée à la sobriété se situe entre 20 % et 30 % des émissions.

- L'importance du coût des travaux de rénovation explique en partie que les ménages tendent à prioriser les rénovations par gestes isolés¹ ou combinés par couches successives (par exemple, en commençant par changer les fenêtres et la chaudière, puis en isolant le toit et le plancher pour, plus tard, isoler les murs). Cela pourrait inciter à chercher à calculer des coûts d'abattement par geste de sorte à les hiérarchiser. À titre d'illustration, dans nombre des cas types étudiés à l'aide d'un outil² développé par l'Institute for Climate Economics (I4CE) et paramétré pour l'évaluation socioéconomique, un euro investi dans le changement de système de chauffage (via l'installation d'une pompe à chaleur ou d'une chaudière gaz à très haute performance énergétique) permettrait de réduire davantage ses émissions qu'un euro investi dans des gestes d'isolation (murs, toiture, plancher bas).
- Néanmoins, comme l'a récemment souligné l'étude de l'Ademe, Dorémi et Enertech (2021)³, les gains de performance permis par le cumul de gestes séparés restent très en deçà de ceux permis par des rénovations globales ou en peu d'étapes. Notamment, la séparation de certains postes de travaux conduit à maintenir des ponts thermiques ; de la même manière, l'impact de l'installation d'une pompe à chaleur sur la consommation et les émissions de GES peut être très différent si elle est réalisée seule ou dans le cadre d'une rénovation d'ensemble cohérente. *In fine*, les bénéfices des gestes individuels ne s'additionnent pas, et leur réalisation successive et non coordonnée entraîne des surcoûts et limite la performance à terme par rapport à un projet de rénovation complète, c'est-à-dire réalisée en une seule ou un minimum d'étapes coordonnées et traitant l'ensemble des postes de travaux⁴.
- De ce fait, il apparaît difficile d'évaluer la pertinence des rénovations actuelles, largement constituées de rénovations par gestes, à l'aune de leurs coûts d'abattement sans indication du chemin global qui permettra d'atteindre les objectifs fixés (niveau d'efficacité énergétique moyen équivalent à BBC et décarbonation quasi complète du parc). Les objectifs de réduction des émissions nécessitant d'atteindre des niveaux de performance

¹ Entre janvier 2020 et juin 2021, 86 % des dossiers MaPrimeRénov' validés concernaient des travaux de rénovation mono-gestes. Il s'agissait, pour 98 % d'entre eux, de changement de système de chauffage (pompes à chaleur). Voir Cœuré B. (2021), *Comité d'évaluation du plan France Relance – Premier rapport*, Paris, France Stratégie, octobre.

² L'outil PanelRénov, qui permet d'étudier la viabilité économique de différents projets de rénovation et qui a été ici paramétré pour l'évaluation socioéconomique. Voir <https://www.i4ce.org/download/aides-publiques-renovation-energetique-logements/>.

³ Ademe, Dorémi et Enertech (2021), *La rénovation performante par étapes. Étude des conditions nécessaires pour atteindre la performance BBC rénovation ou équivalent à terme en logement individuel*, rapport, janvier.

⁴ Six postes sont identifiés en ce sens dans la loi « climat et résilience » : isolation des murs, des planchers bas, de la toiture, remplacement des menuiseries extérieures, ventilation, production de chauffage et d'eau chaude sanitaire et interfaces associées. Voir l'article L. 111-1 du *Code de la construction et de l'habitation*, 17^obis.

élevés, une approche consistant à considérer des coûts d'abattement d'actions de rénovation globale doit s'imposer, ou, *a minima*, de rénovation par étapes cohérentes.

- Par ailleurs, aborder la question de l'arbitrage entre efficacité énergétique et décarbonation du vecteur implique de tenir compte des effets de report des efforts vers le secteur producteur du vecteur décarboné. Il faut alors adopter une approche plus systémique que sectorielle. Ainsi, le coût d'abattement des émissions par électrification des usages doit-il intégrer le coût marginal de production de l'électricité décarbonée. À défaut, le calcul doit fournir un ordre de grandeur du volume de demande additionnelle pour le vecteur décarboné concerné afin d'en vérifier la crédibilité et intégrer des trajectoires de prix de cette énergie cohérentes avec cette nouvelle demande.

Coûts d'abattement : de quoi s'agit-il ?

À la suite de l'accord de Paris, la France s'est fixé l'objectif de zéro émission nette à l'horizon 2050. Il s'agit d'un objectif ambitieux qui implique, pour une partie des réductions d'émissions, le déploiement de technologies coûteuses. La question se pose alors du choix des technologies à mettre en œuvre, et du moment pour le faire. La réponse canonique à cette question passe par le calcul du coût associé à la réduction de chaque tonne de CO₂-équivalent d'émissions, exprimé en €/tCO₂eq et appelé *coût d'abattement* d'une action de décarbonation. Plus le coût d'abattement est faible, plus l'action sera économiquement « facile ». Pour sélectionner et hiérarchiser les actions utiles à la collectivité, il faut comparer les coûts d'abattement entre eux, mais aussi à la mesure des gains de l'action. Cette dernière est donnée par la VAC (valeur de l'action pour le climat), actuellement fixée à 120 €/tCO₂eq, et qui augmente progressivement jusqu'en 2050, en passant par 250 €/tCO₂eq en 2030.

Après avoir établi, en 2019, cette trajectoire de la VAC préconisée pour la France, la commission Quinet¹ constatait qu'« il est essentiel de poser un cadre méthodologique clair et partagé pour pouvoir évaluer le coût d'abattement socioéconomique des différentes actions ». Dans ce but a été mise en place une commission présidée par Patrick Criqui et appuyée par le CGDD, la DG Trésor et France Stratégie. Son travail s'inscrit également dans le cadre des suites à donner à la Stratégie nationale bas-carbone (SNBC 2), et de la préparation de la SNBC 3. En plus d'aborder les aspects méthodologiques, cette commission recense et établit les coûts d'abattement (en €/tCO₂eq évitée) associés à différentes actions et technologies dans les secteurs du transport, de l'électricité, du bâtiment, de l'industrie, de l'hydrogène et de l'agriculture.

¹ 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.

Outre ces enjeux, le secteur du bâtiment présente des spécificités qui peuvent aussi affecter la méthodologie de calcul des coûts d'abattement :

- La grande variété des caractéristiques des bâtiments (ancienneté, contraintes architecturales, localisation, usage résidentiel ou tertiaire, etc.) appelle à des techniques de rénovation très variées et, par conséquent, une granularité fine des actions à évaluer.
- Le système décisionnel, largement décentralisé, est composé de multiples acteurs aux comportements très différents. Parmi les différentes situations, certaines engendrent des freins à l'investissement, notamment au sein de copropriétés où des problèmes de coordination peuvent apparaître, lorsque les propriétaires bailleurs ne supportant pas la facture énergétique ne voient pas d'incitations à rénover, ou encore lorsque des contraintes de crédit pèsent sur certains ménages. Ces freins relèvent de structures organisationnelles qui bloquent le financement de l'action et sont indépendants du coût de l'action. Il n'apparaît donc pas pertinent d'en tenir compte dans le coût d'abattement. En revanche, il convient de bien identifier les « barrières de marché » associées, de sorte à pouvoir lever les freins à la mobilisation des actions à faible coût. Ces barrières sont d'autant plus importantes que les actions de réduction des émissions nécessitent de lourds investissements initiaux qui ne peuvent se rentabiliser que sur un temps très long.
- Certaines situations génèrent un écart entre la performance attendue et la performance effective des solutions de décarbonation. Elles se traduisent par des économies d'énergie observées plus faibles que celles qu'on avait anticipées et sont à l'origine de ce qui est parfois qualifié de « *performance gap* ». Ces mécanismes doivent être, autant que possible, pris en compte dans le calcul des coûts d'abattement. Ces cas regroupent :
 - l'effet rebond qui recouvre des phénomènes divers dont la plupart sont excessivement difficiles à évaluer. Ce rapport préconise la seule prise en compte du rebond direct de consommation énergétique des ménages dans le calcul des coûts d'abattement. Celui-ci est principalement associé à la sous-consommation initiale des ménages (qualifié dans ce cas de *pre-bound effect*¹), particulièrement marquée dans les cas de précarité énergétique où les occupants, n'ayant pas les moyens de se chauffer correctement compte tenu des déperditions d'énergie, sous-utilisent leur système de chauffage. Ce rebond correspond en ce sens à un rattrapage du niveau de confort après privation énergétique ;
 - les erreurs d'évaluation de la performance des logements par les modèles énergétiques qui tendent probablement à surévaluer les gains potentiels² ;

¹ Par opposition aux effets rebond liés à la surconsommation après travaux, qui restent d'ampleur modérée.

² Le rapport RTE et Ademe (2020) souligne à ce titre que « l'estimation de la consommation d'électricité associée au chauffage via l'application stricte de la méthode du DPE sur le parc de bâtiments chauffés à l'électricité donnerait un volume près de deux fois plus important que celui relevé par les données de consommation nationale ». Voir

- les problèmes de qualité des travaux réalisés liés à un ensemble de facteurs (le manque de formation des artisans entre autres), et renforcés par l'existence d'une asymétrie de l'information entre le client et l'entrepreneur, qui peuvent conduire à des performances plus faibles qu'attendu.

Les travaux de Cayla et Osso (2013)¹ fournissent des estimations permettant de calibrer un taux d'utilisation du système de chauffage par les ménages en fonction de leur revenu et des caractéristiques de leur logement. Sans estimations précises, un écart de performance de l'ordre de 20 % au niveau agrégé avec des tests de sensibilité visant à couvrir une plage de 0 % à 40 % au niveau agrégé semble réaliste.

- Lorsque les occupants se trouvent en situation de précarité énergétique, les rénovations énergétiques des logements s'accompagnent de gains importants en termes sanitaires et de confort. Si les gains de confort restent difficiles à évaluer et à intégrer dans les coûts d'abattement, le groupe de travail sur l'évaluation socioéconomique des effets de santé des investissements publics² fournit une méthodologie pour l'évaluation monétaire des bénéfices de santé de la rénovation énergétique. Celle-ci peut être directement intégrée dans le calcul des coûts d'abattement.
- La transformation du secteur doit surmonter d'importantes inerties :
 - en premier lieu, il s'agit d'un secteur dans lequel le renouvellement des actifs est particulièrement lent. En 2050, 70 % du parc devrait encore être constitué d'immeubles construits avant 2012, et ne respectant donc pas la norme BBC (MTES, 2020). La plus grande partie des efforts de décarbonation du secteur passera donc par des actions de rénovation de ce parc ;
 - en second lieu, le progrès technique observé et le contenu en travail des activités de rénovation ne permettent pas d'anticiper de fortes baisses des coûts. Certes, le progrès technique pourrait faire baisser certains coûts de la rénovation mais, inversement, les tensions sur le marché du travail dans ce secteur pourraient entraîner des pressions à la hausse sur les salaires. Des tensions sur le prix de certains matériaux pourraient aussi apparaître. Les calculs de coûts d'abattement doivent de ce fait intégrer des analyses de sensibilité, en tenant compte du fait que le progrès technique observé dans le domaine est historiquement modéré.

RTE et Ademe (2020), *Réduction des émissions de CO₂, impact sur le système électrique : quelle contribution du chauffage dans les bâtiments à l'horizon 2035 ?*, rapport, décembre, p. 74.

¹ Cayla J.-M. et Osso D. (2013), *Does energy efficiency reduce inequalities? Impact of policies in Residential sector on household budget*, ECEEE Summer Study Proceedings, European Council for an Energy Efficient Economy (ECEEE), Toulon/Hyères, p. 1247-1257.

² CGDD, France Stratégie et SGPI (2022), *Évaluation socioéconomique des effets de santé des projets d'investissement public*, rapport, sous la direction de Benoît Dervaux et Lise Rochaix, mars.

3. Applications réalisées

Sur cette base, le rapport présente deux applications de calcul de coûts d'abattement dans le secteur résidentiel. L'analyse des coûts d'abattement dans le secteur tertiaire est renvoyée à un document de travail du ministère de la Transition écologique¹.

La première application vise à comparer des coûts d'abattement associés à des rénovations de type global appliquées à différentes catégories de logements sur la base du paramétrage du modèle Res-IRF, modèle technico-économique de simulation de la demande d'énergie pour le chauffage dans le secteur résidentiel français développé par le Centre international de recherche sur l'environnement et le développement (Cired)². Compte tenu de la disponibilité des données au moment de l'étude, on fait référence ici aux anciennes étiquettes DPE sur la consommation d'énergie, telles qu'en vigueur avant la réforme de juillet 2021.

Dans cet exercice calibré à partir des données du SDES sur la répartition du parc de logements par classe énergétique en 2018, 1 680 catégories de logements³ couvrant près de 25 millions de résidences principales sont distinguées. Les rénovations globales considérées sont des rénovations permettant d'atteindre des niveaux de performance correspondant aux étiquettes DPE⁴ A, B ou C, accompagnées ou non d'une décarbonation du vecteur par électrification du système de chauffage. Les rénovations vers A ou B peuvent naturellement être considérées comme performantes au sens de la loi « climat et résilience ». Les rénovations vers C sont de moindre ambition, mais elles peuvent être qualifiées de performantes pour les logements d'étiquette initiale F ou G. La nature du système électrique de chauffage – pompe à chaleur ou convecteur – n'est pas précisée mais implicitement prise en compte dans la performance énergétique. Autrement dit, il est implicitement supposé que l'installation d'une pompe à chaleur s'accompagne d'une rénovation de l'enveloppe et l'amélioration de l'efficacité énergétique liée à l'installation de la pompe à chaleur est implicitement embarquée dans l'amélioration globale de performance énergétique du logement (voir Encadré page suivante et Encadré 1 du rapport).

¹ 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. Ce travail évalue l'atteinte des objectifs de réduction d'émissions à l'horizon 2050 à un coût d'abattement moyen compris entre 100 €/tCO₂ et 200 €/tCO₂ évitée. L'hétérogénéité des coûts d'abattement et l'ampleur des coûts marginaux d'abattement ne sont toutefois pas précisées, ce qui limite la comparaison avec les résultats obtenus dans le présent rapport sur le secteur résidentiel.

² Giraudet L.-G., Bourgeois C. et Quirion P. (2020), « Efficacité économique et effets distributifs de long terme des politiques de rénovation énergétique des logements », *Économie & prévision*, n° 217(1), p. 43-63.

³ Croisant sept classes énergétiques, quatre sources énergétiques principales de chauffage, deux types de logements, trois statuts d'occupation et dix déciles de revenus des occupants.

⁴ Les étiquettes énergétiques prennent en compte ici le coefficient d'énergie primaire de l'électricité de l'ancien DPE (2,58), soit celui en vigueur avant juillet 2021.

Encadré – Pompe à chaleur et rénovation performante

Les pompes à chaleur (PAC) sont des systèmes de chauffage alimentés en général à l'électricité, permettant d'extraire de l'énergie renouvelable de l'environnement extérieur, en particulier de l'air, du sol ou de l'eau selon le type de PAC (aérothermique air-air ou air-eau, géothermique, hydrométrique), et de la restituer sous forme de chaleur dans le bâtiment. Le coefficient de performance (COP) d'une PAC, mesuré par le rapport entre l'énergie transformée et l'énergie consommée, est supérieur à un, ce qui en fait un système de chauffage beaucoup plus performant qu'un système de convecteur électrique. La valeur du COP dépend à la fois du type de PAC et des conditions dans lesquelles celle-ci fonctionne. Notamment, certaines limites nécessitent des précautions pour assurer un rendement optimal de la PAC :

- Leur forte sensibilité aux écarts de température rend généralement nécessaire le recours à un chauffage d'appoint (convecteurs électriques, ou ancienne chaudière déjà installée), ce qui a des conséquences en période de pointe. Certaines PAC pourraient même devenir inutilisables lorsque les températures sont trop négatives. Les PAC géothermiques sont *a priori* moins sensibles à ces écarts, la température du sol étant plus constante que celle de l'air, et affichent une plus grande stabilité de leur rendement¹.
- Une forte dépendance de la performance effective aux conditions d'installation : installer une PAC dans un logement mal isolé risque de dégrader la performance et limiter le confort, la chaleur fournie par une PAC étant en général de basse température, cela d'autant plus dans une région où le climat est rude.
- Le fonctionnement en basse température implique d'adapter les équipements de diffusion de la chaleur (passer d'une haute température dans le circuit à une basse température conduit à réduire fortement la puissance des radiateurs en place).

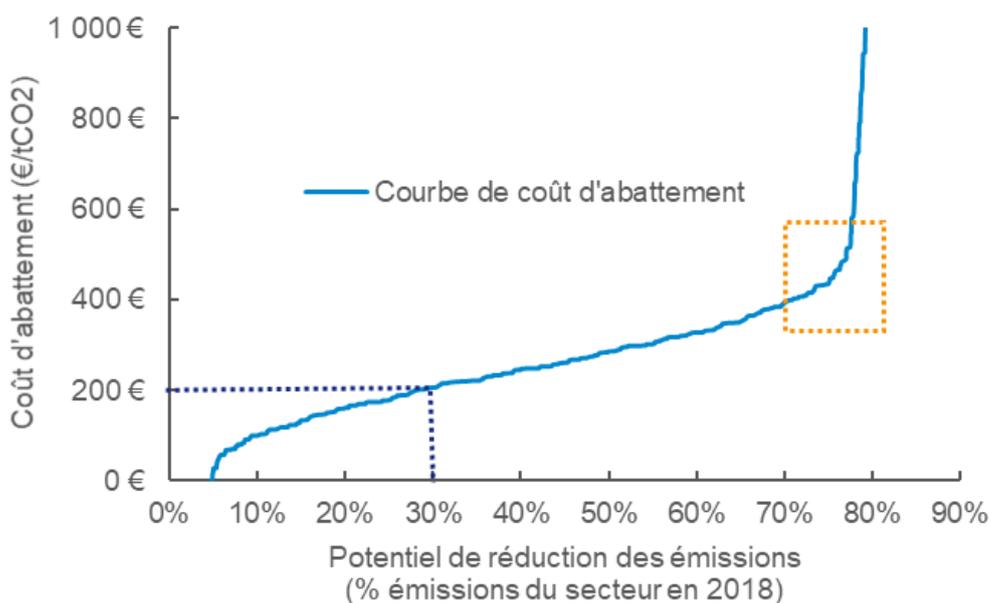
Le coût d'abattement de six types d'actions – combinant une cible d'étiquette DPE après rénovation (A, B ou C) avec une décarbonation ou non du vecteur – est calculé pour chaque logement selon ses caractéristiques (étiquettes DPE initiale et finale, vecteur énergétique initial, surface et revenu des occupants) et sur la base d'un paramétrage qui tient compte des phénomènes de rebond² et des cobénéfices de santé liés à un éventuel sous-chauffage antérieur. La comparaison de ces six types d'actions se base sur la

¹ Sur le potentiel de la géothermie de surface, voir la note du Haut-Commissariat au Plan (2022), « [Responsabilité climatique. La géothermie de surface : une arme puissante](#) », *Ouverture*, n° 12, octobre.

² Sur la base des fonctions de consommation de chauffage estimées par Cayla et Osso (2013), *Does energy efficiency reduce inequalities?...*, *op. cit.* et du paramétrage du modèle Res-IRF.

comparaison des coûts d'abattement pour une catégorie de logement donnée et sur les courbes de coût marginal d'abattement de chaque action. Ces courbes représentent le potentiel d'abattement atteignable par la mise en œuvre de l'action considérée dans le cas où celle-ci serait mise en œuvre sur les différentes catégories de logements par ordre décroissant de rentabilité socioéconomique (ordre de mérite). Le Graphique IV présente une illustration de ce type de courbe.

Graphique IV – Exemple de courbe de coût d'abattement marginal



Lecture : pour 200 €/tCO₂, l'action considérée permet d'abattre 30 % des émissions du parc résidentiel français. Le potentiel maximal d'abattement permis par le déploiement de cette action au sein du parc de logements est atteint autour de 80 % des émissions pour un coût d'environ 500 €/tCO₂. Le rectangle orange symbolise la limite de potentiel atteignable par le déploiement de cette action au sein du parc.

Source : France Stratégie

Ces coûts d'abattement sont bien entendu sujets à de nombreuses incertitudes. Des tests de sensibilité couvrant notamment les incertitudes sur l'état du parc de logements, le coût et la qualité des rénovations, l'évolution du prix des énergies, le progrès technique ou encore les tensions sur le marché de la rénovation ont été réalisés. Le contenu carbone de l'électricité retenu pour l'usage chauffage est de 147 gCO₂/kWh ; il s'agit de la valeur précédant celle définie par la RE2020, 79 gCO₂/kWh. Cette dernière est en effet sujette à discussion¹, notamment parce qu'elle prend moins bien en compte la corrélation entre les pointes électriques et le recours au chauffage électrique. La sensibilité des

¹ Voir notamment Ademe (2020), [Positionnement de l'Ademe sur le calcul du contenu CO₂ de l'électricité, cas du chauffage électrique](#).

résultats à ce changement de contenu carbone est toutefois présentée dans le rapport. Par ailleurs, afin de tenir compte de la décarbonation du vecteur électrique et de la baisse de la part du gaz dans les moyens de chauffage d'ici 2050¹, les simulations réalisées supposent une décarbonation progressive du vecteur électrique à partir de 2030 jusqu'à la neutralité. Les vecteurs gaz et fioul sont eux supposés à contenus carbone constants sur la période dans l'hypothèse centrale. Dans la mesure où la production de gaz décarboné pourra se développer mais avec un potentiel limité, comme le prévoit la SNBC, la sensibilité des résultats à un scénario de décarbonation progressive du gaz à partir de 2030 est également considérée.

Les simulations présentées ici ont été réalisées avant le contexte de la guerre en Ukraine et ne tiennent pas compte de l'évolution du prix des énergies qui s'ensuit. La prise en compte de cette évolution conduira sans aucun doute à revaloriser significativement la rentabilité des rénovations.

Le second exercice illustre le calcul du coût d'abattement associé au raccordement de logements à un réseau de chaleur. Il a été réalisé en s'appuyant sur des données obtenues sur le projet d'extension du réseau de la métropole de Grenoble.

Ces exercices ne constituent que des illustrations de calcul de coûts d'abattement et restent largement insuffisants pour définir des stratégies opérationnelles de décarbonation du secteur au niveau national. Pour cela des travaux analysant des scénarios complets de décarbonation du parc doivent être réalisés. Les exercices présentés ici permettent néanmoins de tirer certains enseignements décrits dans la section qui suit.

4. Principaux résultats des applications

Les émissions de GES du secteur résidentiel sont relativement concentrées

En tenant compte des comportements des ménages dans les simulations de consommation de chauffage, les 25 % des logements les plus émetteurs représenteraient plus de la moitié des émissions du parc résidentiel. 20 % seulement de ces logements seraient des logements d'étiquettes énergétiques F et G et plus des trois quarts seraient des logements d'étiquettes D et E.

¹ Le scénario AMS de la SNBC 2 prévoit que la production de gaz pour le secteur résidentiel passe d'environ 150 TWh aujourd'hui à moins de 50 TWh en 2050. À noter que le contexte du conflit russo-ukrainien pourrait avoir un impact sur cette trajectoire.

Seules un peu plus de 5 % des rénovations complètes apparaissent socioéconomiquement rentables indépendamment de l'enjeu climatique (i. e. rentables sans avoir à donner une valeur au carbone)

Les rénovations à coûts d'abattement négatifs s'appliqueraient à 6 % des logements responsables de 6 % des émissions du parc sur le périmètre considéré. Les coûts d'abattement négatifs n'apparaissent pratiquement que pour les rénovations des passoires thermiques occupées par des ménages en situation de précarité énergétique et dont la rénovation engendre des gains sanitaires importants. Ces logements représentent paradoxalement un faible potentiel d'abattement de CO₂ car, bien qu'il s'agisse de passoires énergétiques, leur rénovation n'amène pas les occupants à réduire leur consommation de chauffage mais leur permet de se chauffer convenablement à un coût acceptable (*pre-bound effect* décrit plus haut). De telles rénovations relèvent donc avant tout d'un enjeu sanitaire et social du fait des gains considérables en termes de santé (voir plus bas).

Les rénovations des passoires thermiques occupées par des ménages à faibles revenus génèreraient des cobénéfices sanitaires considérables

Si l'on retient les paramètres recommandés par le rapport sur l'évaluation socioéconomique des bénéfices de santé des projets d'investissements publics¹, ces gains s'élèvent à 7 500 euros par an et par logement en moyenne pour les logements concernés, et nettement plus pour les ménages les plus précaires. Dans de nombreux cas, cet enjeu justifie à lui seul la rénovation du logement. Ces cobénéfices réduiraient les coûts d'abattement pour ces logements de 2 300 €/tCO₂ en moyenne mais avec une forte dispersion. Comme le souligne le rapport mentionné, les paramètres du calcul, fondés en grande partie sur des travaux empiriques anglais² et réajustés à la situation française par le service d'études médicales d'EDF³, mériteraient d'être confirmés. Des travaux analysant le croisement de données relatives aux caractéristiques des logements (dont le chauffage) et des occupants (les revenus) avec des données de santé seraient en ce sens très utiles. En outre, ces travaux portent uniquement sur les effets sur la santé des températures trop basses dans les logements. L'augmentation des épisodes caniculaires pourrait avoir des effets sanitaires spécifiques qu'il faudrait prendre en compte, notamment dans les passoires énergétiques.

¹ CGDD, France Stratégie et SGPI (2022), *Évaluation socioéconomique des effets de santé...*, op. cit.

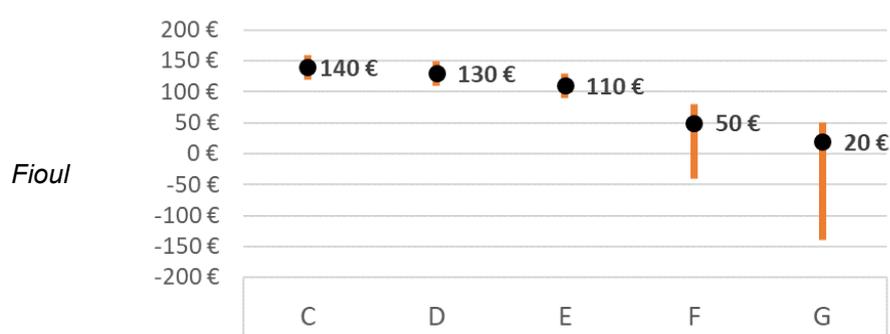
² University of Warwick London School of Hygiene et Tropical Medicine (2003), *Statistical Evidence to Support the Housing Health and Safety Rating System*, t. I, *Project Report*, Londres, Office of the Deputy Prime Minister.

³ Ezratty V., Ormandy D., Laurent M. H., Duburcq A., Lenchi C., Boutière F. et Lambrozo J. (2017), « *Fuel poverty in France: Adapting an English methodology to assess the health cost implications* », *Indoor and Built Environment*, 26(7), juin, p. 999-1008.

Les coûts d'abattement dans le secteur résidentiel témoignent d'une très grande dispersion

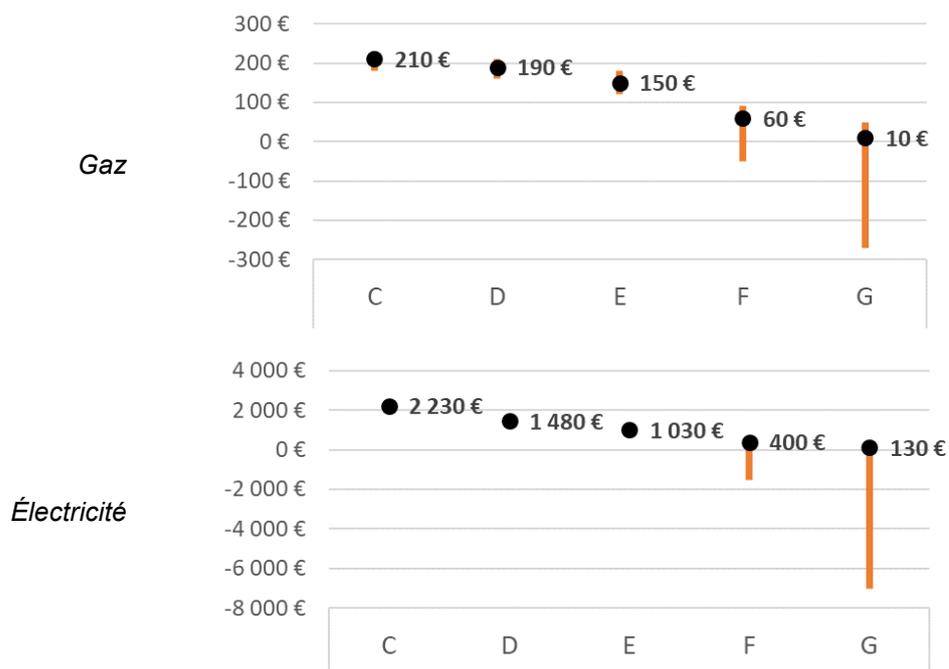
- La prise en compte de seulement quelques dimensions (étiquettes DPE initiale et finale, vecteur énergétique initial, surface et revenu des occupants) suffit à engendrer une palette de coûts d'abattement extrêmement large, y compris au sein d'une même étiquette DPE initiale. Cette forte hétérogénéité est à prendre en compte dans la conception des instruments des politiques publiques. En cas de recours à des normes, celles-ci devraient par exemple intégrer divers critères pour assurer une bonne efficacité économique. **Des normes fondées sur le seul critère d'étiquette DPE pourraient avoir pour résultat des trajectoires non optimales**, même si la récente refonte du DPE devrait permettre d'atténuer ce risque¹.
- D'après les critères pris en compte, **la priorité d'action devrait se porter sur l'ensemble des logements chauffés au fioul et des logements d'étiquettes F et G chauffés au gaz** – pour lesquels les rénovations très performantes (avec électrification via les pompes à chaleur et l'isolation permettant d'amener à B par exemple dans le Graphique V) affichent les coûts d'abattement les plus faibles – **ainsi que sur les logements occupés par des ménages en situation de précarité énergétique** dont beaucoup sont sur un système de chauffage électrique, ce vecteur étant surreprésenté au sein des logements d'étiquettes F et G (voir Graphique VI)².

Graphique V – Coûts d'abattement d'une rénovation vers B avec électrification du système de chauffage selon le vecteur de chauffage et l'étiquette DPE initiaux du logement (méthode budget carbone, en €/tCO₂)



¹ Désormais, l'intégration des émissions de gaz à effet de serre dans le DPE permet d'aligner la classification du parc avec la rentabilité socioéconomique et d'y concentrer les efforts de rénovation.

² La mise à jour de 2022 par le SDES des données du parc de logements par classe de consommation énergétique conduit toutefois à modifier la structure du parc telle qu'elle est décrite dans ce rapport. En particulier, la concentration des logements chauffés au fioul dans les passoires énergétiques apparaît plus élevée dans la nouvelle version.



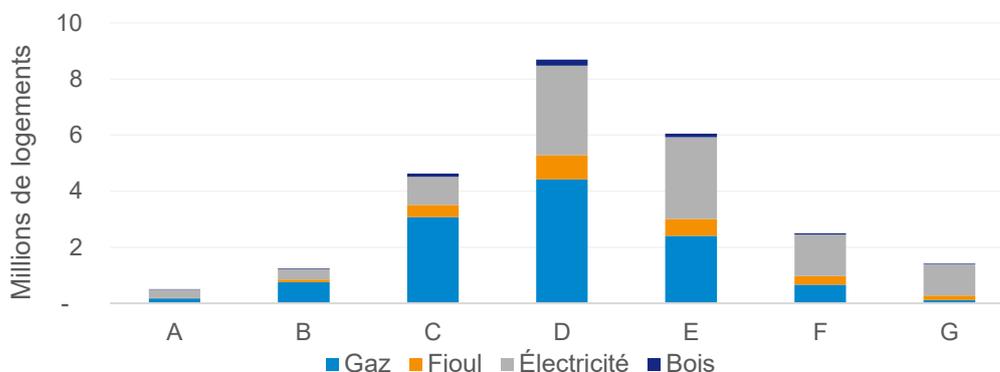
- Coût d'abattement médian de la rénovation pour les logements de la catégorie

Écart entre le premier et le troisième quartile de coûts d'abattement de la rénovation au sein de la catégorie

Lecture : sous les hypothèses retenues, le coût d'abattement médian d'une rénovation consistant à amener le logement vers une étiquette énergétique B et à électrifier son système de chauffage est de 50 €/tCO₂ pour un logement initialement chauffé au fioul et affichant une étiquette F. Au sein de cette catégorie de logements 25 % des logements afficheraient un coût d'abattement inférieur à -40 €/tCO₂ et 25 % un coût supérieur à 80 €/tCO₂. Les coûts d'abattement médians d'une rénovation vers B avec électrification iraient de 20 €/tCO₂ à 140 €/tCO₂ selon l'étiquette énergétique de départ pour les logements chauffés au gaz, de 10 €/tCO₂ à 210 €/tCO₂ pour les logements initialement chauffés au gaz et de 130 €/tCO₂ à 2 200 €/tCO₂ pour les logements initialement chauffés à l'électricité.

Source : France Stratégie, d'après Res-IRF, Cired

Graphique VI – Distribution des logements selon l'étiquette énergétique et le vecteur énergétique principal de chauffage



Lecture : les logements chauffés à l'électricité représentent 35 % des logements étiquetés D et près de la moitié des logements de classe DPE E, contre seulement 21 % des logements de classe DPE C.

Source : Cired à partir de données SDES 2018

L'atteinte des objectifs nécessitera de pousser loin à la fois les gains d'efficacité énergétique et la décarbonation des vecteurs

Comme le soulignent la plupart des travaux sur le sujet¹, l'atteinte des objectifs nécessitera de pousser loin à la fois les gains d'efficacité énergétique et la décarbonation des vecteurs car chacun de ces leviers se heurte à des limites de potentiel. En particulier, s'appuyer sur l'électrification massive sans viser de gains importants d'efficacité énergétique n'est pas envisageable pour les raisons suivantes :

- **La contrainte sur l'offre d'énergie décarbonée et sur la sécurité d'alimentation en électricité** : appuyer les efforts de réduction des émissions du secteur résidentiel sur la seule décarbonation par changement de vecteurs énergétiques – électricité, biogaz ou encore chaleur de réseau – mettrait en tension l'offre de ces vecteurs. À ce titre, le rapport RTE et Ademe (2020)² alerte sur le fait qu'un scénario d'électrification du chauffage par le déploiement massif de radiateurs électriques peu performants sans amélioration de l'enveloppe des bâtiments aurait des impacts sur la sécurité d'approvisionnement. Le déploiement de systèmes de chauffage électrique performants, comme les pompes à chaleur, minimiserait significativement ce risque mais nécessite un accompagnement de travaux d'isolation d'ampleur (voir Encadré page 23). De même, le potentiel technique disponible en biomasse sera limité, et donc la quantité de bioénergies totale qu'il sera possible de produire également, y compris à long terme.
- **L'électricité, en particulier celle utilisée pour le chauffage, reste aujourd'hui une énergie carbonée** : l'électricité utilisée pour le chauffage contribue aux pointes de demande au cours desquelles le recours aux productions d'électricité carbonées est plus important. S'ajoute à cela le fait que l'accroissement de la demande génère des effets induits sur le système électrique à l'échelle européenne, le développement des usages électriques en France conduisant à moins exporter d'électricité bas carbone et/ou à importer davantage d'électricité en moyenne plus carbonée³. En outre, d'un point de vue dynamique, la décarbonation des vecteurs ne pourra être que progressive et les réductions d'émissions rendues possibles par l'électrification des usages sur les prochaines décennies restent contraintes.

¹ Voir notamment RTE et Ademe (2020), *Réduction des émissions de CO₂...*, *op. cit.* ; Haut Conseil pour le climat (2020), *Rénover mieux : leçons d'Europe*, *op. cit.* ou encore Dolques G., Ledez M. et Hainaut H. (2022), *Quelles aides publiques pour la rénovation énergétique des logements ?*, rapport, I4CE, février.

² RTE et Ademe (2020), *Réduction des émissions de CO₂...*, *op. cit.*

³ *Ibid.*

- **Un risque de coût échoué** : viser des rénovations trop peu ambitieuses au départ fait prendre le risque de compromettre le potentiel d'abattement futur puisque rénover de nouveau les logements entraînerait un surcoût important¹.

Néanmoins le meilleur compromis reste difficile à déterminer. D'après les simulations réalisées, des rénovations avec électrification du vecteur vers C réduiraient significativement les coûts d'abattement en comparaison à des rénovations vers B correspondant au niveau BBC rénovation² (voir Graphique VII) sans nécessairement compromettre le potentiel d'abattement à terme si les vecteurs sont décarbonés. Deux incertitudes jouant en sens opposé maintiennent toutefois la question en suspens. La première porte sur le report de charge qu'une telle réduction d'ambition impliquerait sur la production électrique et sur la capacité du secteur électrique à se décarboner et à assurer la production nécessaire. À titre d'illustration, un scénario extrême consistant à électrifier en rénovant vers C l'ensemble des logements au fioul et l'ensemble des logements chauffés au gaz de classes D et inférieures conduirait à accroître la demande d'électricité annuelle pour le chauffage de l'ordre de 10 à 15 TWh par rapport à une rénovation vers B.

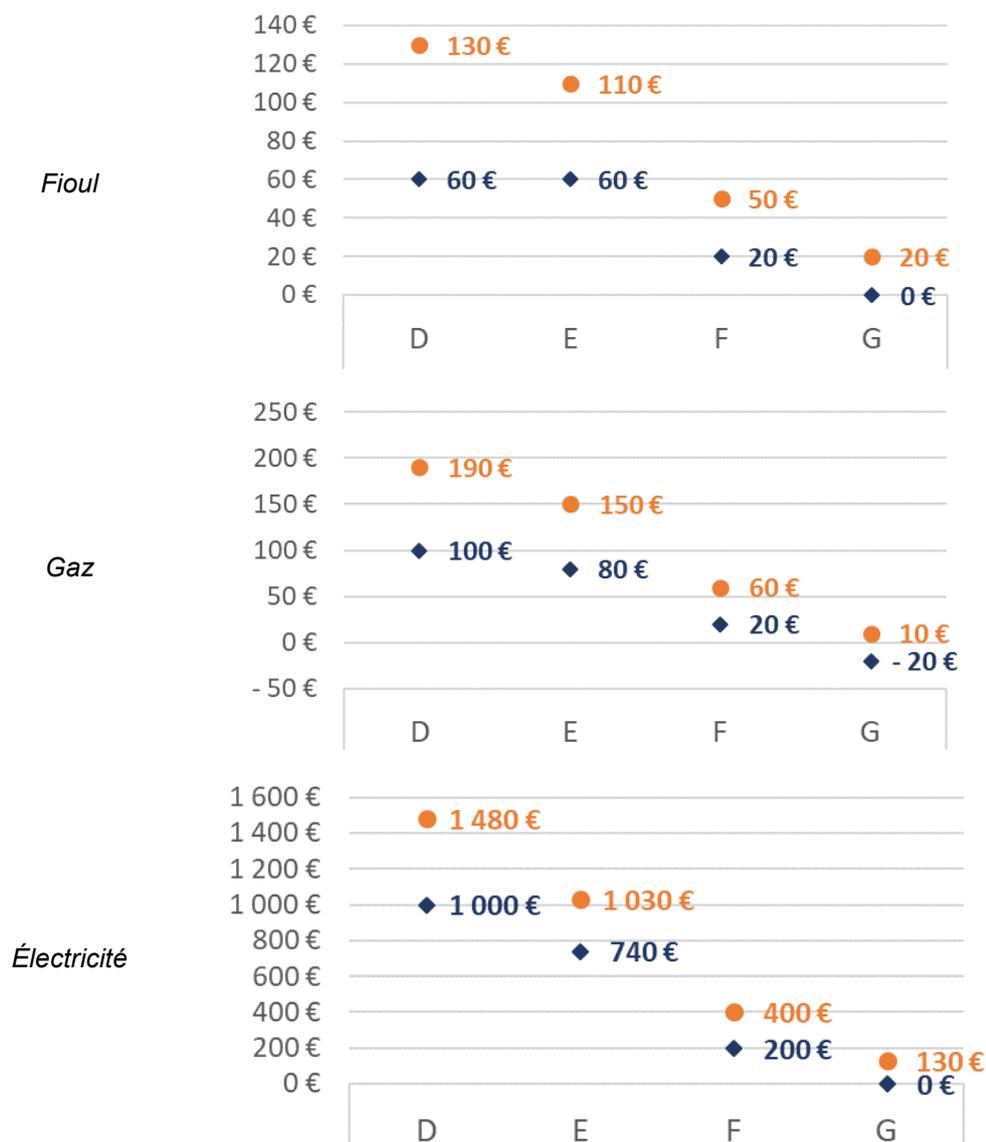
Cet ordre de grandeur reste faible au regard des quantités d'électricité nécessaires pour l'ensemble des usages et devrait être facilement absorbable. En revanche, l'effet sur la pointe hivernale pourrait être significatif et grever la capacité du secteur à se décarboner ou en accroître significativement les coûts³. La seconde incertitude tient aux coûts et à la performance des investissements sur l'efficacité énergétique de l'enveloppe, notamment dans un contexte où des tensions pourraient apparaître sur le marché de la rénovation. Ainsi, en l'absence de réponse claire sur cet arbitrage, une option sans regret consisterait à ordonnancer les travaux afin d'atteindre un niveau de consommation équivalent à une étiquette C sur une partie du parc, tout en visant des rénovations plus ambitieuses (A ou B) pour tous les cas opportuns, de manière à ne pas compromettre à terme l'atteinte des objectifs de décarbonation. L'accroissement des prix de l'énergie du fait de la guerre en Ukraine accentue la nécessité d'une telle stratégie.

¹ Voir Ademe, Dorémi et Enertech (2021), *La rénovation performante par étapes...*, *op. cit.*

² Les simulations réalisées considèrent que tous les logements sont rénovés vers B, le coût d'abattement pour un même potentiel pourrait être réduit en considérant, comme le prévoit la SNBC, la possibilité de rénovations plus performantes pour certains logements et moins pour d'autres tout en conservant une moyenne correspondant à une classe B, mais le message reste valable.

³ Le rapport RTE et Ademe (2020) cité plus haut précise, dans le cadre de scénarios à 2035 conduisant à des augmentations de consommation d'électricité comparable, que « cette augmentation de la consommation électrique, toutes choses étant égales par ailleurs, est très inférieure aux quantités d'électricité nécessaires pour la mobilité électrique et la production d'hydrogène et ne pose pas de difficulté spécifique en énergie dans le cas où le scénario de développement du mix électrique prévu par la PPE se réalise », mais il ajoute que « ces scénarios conduisent également à augmenter les pointes hivernales à horizon 2035 » (de +6 à +8 GW pour une pointe actuelle de l'ordre de 100 GW).

Graphique VII – Coûts d'abattement médians de rénovations vers B et vers C avec électrification du système de chauffage selon le vecteur de chauffage et l'étiquette DPE initiaux du logement (méthode budget carbone, en €/tCO₂)



● Coût d'abattement médian de la rénovation vers B avec électrification pour les logements de la catégorie

◆ Coût d'abattement médian de la rénovation vers C avec électrification pour les logements de la catégorie

Lecture : électrifier le chauffage et rénover vers C un logement initialement chauffé au fioul et de classe énergétique F reviendrait à un coût d'abattement de 20 €/tCO₂ contre 50 €/tCO₂ si ce logement était électrifié et rénové vers B. Rénover vers C plutôt que vers B tout en électrifiant le système de chauffage un logement initialement chauffé au gaz de classe E réduirait le coût d'abattement de 70 €/tCO₂ en le passant de 150 €/tCO₂ à 80 €/tCO₂.

Source : France Stratégie, d'après Cired

La décarbonation du mix énergétique devra mobiliser des sources diverses

Dans tous les cas, l'atteinte des objectifs nécessitera de pousser loin à la fois les gains d'efficacité et la décarbonation du mix énergétique qui, elle-même, devra s'appuyer sur des sources diverses – électricité, bois, réseaux de chaleur, biogaz – du fait de la limite de potentiel de chacune de ces sources. L'électrification du parc, avec notamment des systèmes performants de type pompe à chaleur air-eau ou géothermique¹, représente un potentiel d'abattement important mais ne peut être en aucun cas considérée comme l'unique solution. Les rénovations avec passage au bois aboutiraient à des coûts d'abattement du même ordre de grandeur qu'avec l'électrification du chauffage. L'étude de cas d'une extension d'un réseau de chaleur présentée dans le rapport aboutit à des coûts d'abattement de l'ordre de 70 € à 300 €/tCO₂ selon la densité des zones de raccordement et pour des raccordements considérés comme techniquement envisageables.

La comparaison des coûts d'abattement à la valeur de l'action pour le climat 2019² justifie l'ambition d'un rythme soutenu de rénovations pour les dix années à venir, avec notamment l'objectif prévu dans la loi de suppression des passoires thermiques à l'horizon 2028

Plus que le potentiel de rénovations rentables socioéconomiquement, c'est la capacité du secteur de la rénovation, la capacité de financement des acteurs et la capacité à orienter les ressources vers les rénovations rentables socioéconomiquement qui seront les facteurs limitants :

- **Dès 2025, une rénovation très performante vers B (type BBC rénovation) avec électrification serait socioéconomiquement rentable pour 5,8 millions de logements.** Cela concernerait la plupart des logements chauffés au fioul et un peu plus de la moitié des logements F et G chauffés au gaz (voir Graphique VIII). Parmi les logements dont les actions de rénovation sont les plus rentables, les logements occupés par des locataires du privé³ et par des ménages à bas revenu⁴ et les logements collectifs

¹ Sur le potentiel de la géothermie de surface, voir : Haut-Commissariat au Plan (2022), « [Responsabilité climatique...](#) », *op. cit.*

² Définie par le rapport Quinet A. (2019), *La valeur de l'action pour le climat*, France Stratégie, février.

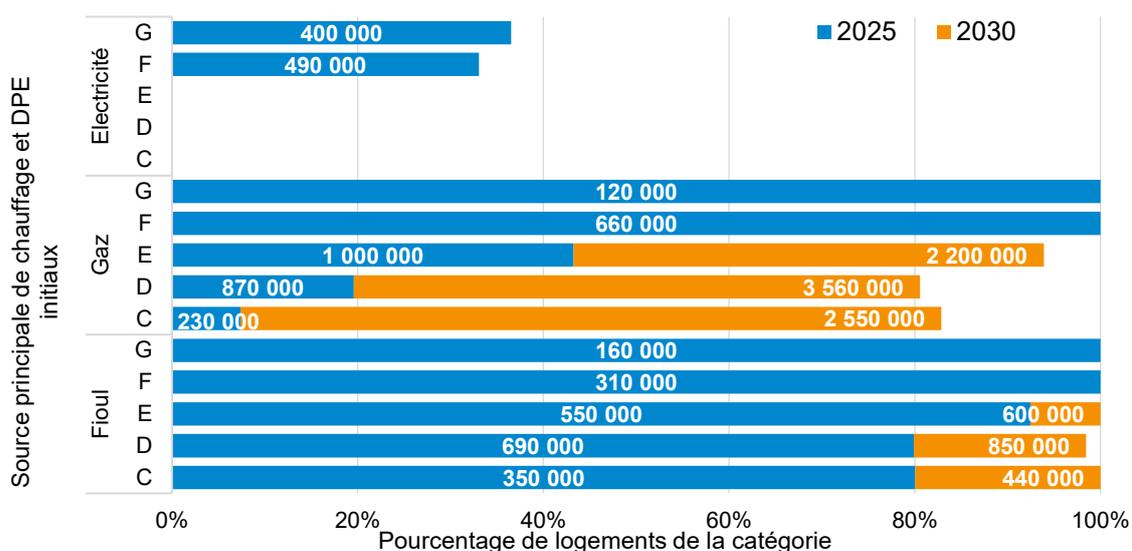
³ Parmi les logements dont la rénovation devient rentable en 2025, 32 % sont occupés par des locataires privés ; 13 % par des locataires sociaux et 55 % par des propriétaires occupants. Sur la totalité de l'échantillon du parc de logements considéré, ces parts sont respectivement de 28 %, 18 % et 54 %, ce qui est relativement proche.

⁴ 27 % des occupants des logements rentables sont des ménages appartenant aux déciles de revenu 1 à 3. Cela est proche de la part des logements occupés par des ménages à bas revenus sur l'ensemble de l'échantillon du parc considéré.

privés représentent une part importante¹. **Beaucoup de ces logements sont donc soumis à des barrières de marché** telles que décrites plus haut. La rénovation vers B des logements pour lesquels cela devient rentable en 2025 permettrait de réduire les émissions annuelles moyennes de l'ordre d'un quart sur les trente prochaines années par rapport au niveau de 2018.

- **À l'horizon 2030, c'est plus de 12 millions de logements de toutes étiquettes qu'il serait socioéconomiquement efficace de rénover vers des niveaux B avec électrification.** Ces logements représenteraient la quasi-totalité des logements chauffés au fioul et 90 % de ceux chauffés au gaz. La part des logements au gaz dépendant largement du potentiel de gaz décarboné². La distribution des statuts d'occupation (locataires du privé ou du social ; propriétaires occupants) se rapproche de la distribution moyenne. Selon les hypothèses de décarbonation du gaz retenues, la rénovation des logements rentables en 2030 permettrait de réduire les émissions annuelles moyennes sur les trente années suivantes entre un et trois quarts par rapport au niveau d'émissions 2018.

Graphique VIII – Potentiel de rénovations vers B avec électrification du chauffage socioéconomiquement rentable sur trente ans selon la VAC en 2025 et en 2030 (nombre de logements)



Lecture : sous les hypothèses retenues, il serait rentable de rénover vers B avec électrification performante du chauffage 80 % des logements de classe D chauffés au fioul dès 2025. Cela représente 690 000 logements. En 2030, il sera rentable pour près de la totalité de ces logements d'effectuer une telle rénovation.

Source : France Stratégie d'après les simulations du Cired

¹ Environ 40 % des logements dont la rénovation serait rentable en 2025 sont occupés par des locataires du privé ou des ménages à bas revenu. 45 % des logements rentables sont des logements collectifs privés (occupés par des propriétaires ou des locataires privés).

² Avec décarbonation du gaz, ce serait 3 % des logements chauffés au gaz qu'il serait rentable de rénover en 2030, contre 90 % dans le cas d'un gaz décarboné.

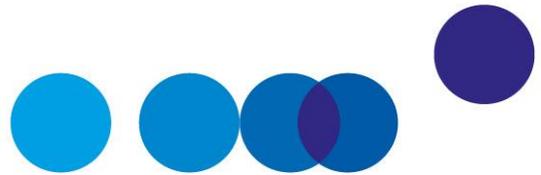
La connaissance des coûts et des impacts réels des actions permettant de réduire les émissions du secteur résidentiel-tertiaire est encore insuffisante

Pour cette raison, les coûts d'abattement sont sujets à des incertitudes importantes et ne permettent pas de répondre pleinement à certains besoins d'arbitrages fondamentaux dans la décision publique. Le rapport souligne deux axes d'amélioration à considérer en priorité, sachant que des travaux sont d'ores et déjà engagés :

- En premier lieu, **il apparaît indispensable d'améliorer l'information statistique**. L'amélioration des bases de données sur l'état et les principales caractéristiques des logements du parc ainsi que des bases de données permettant d'évaluer l'efficacité des travaux serait particulièrement utile. Idéalement, les données relatives aux travaux de rénovation devraient renseigner :
 - l'état et les caractéristiques des logements avant et après travaux ;
 - certaines caractéristiques du ménage (nombre d'individus ; statut d'occupation ; revenus) ;
 - la nature précise des travaux réalisés ;
 - le coût des travaux réalisés ;
 - la consommation effective d'énergie avant et après travaux ;
 - une mesure de la température intérieure avant et après travaux.

Des travaux en cours au CGDD devant aboutir en 2023 vont en ce sens.

- En second lieu, et en partie sur la base de l'amélioration des données, **les modèles devraient être empiriquement mieux fondés** et pourraient être développés de sorte à mieux tenir compte à la fois de l'interdépendance entre les gestes, afin de mieux capter l'inefficacité des rénovations par étapes, et de l'interaction entre la consommation d'énergie dans le secteur résidentiel-tertiaire et les secteurs de production d'énergie, en particulier avec les secteurs d'énergie à faible contenu carbone (électricité, biogaz, etc.). Des développements en ce sens sont d'ores et déjà en cours. Une mise à jour des résultats de ce rapport intégrant ces éléments et la prise en compte de la nouvelle méthodologie des DPE pourrait constituer une première étape. En seconde étape, l'enjeu serait de déterminer une image du parc en termes de répartition par étiquette A+/A/B/C en 2050 qui serait efficace et conforme aux objectifs, et de tracer le chemin pour y parvenir.



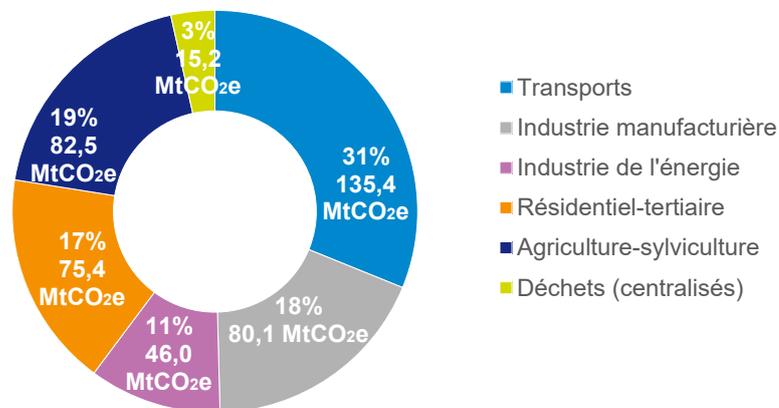
CHAPITRE 1

ÉTAT DES LIEUX ET OBJECTIFS

1. État des lieux et tendances des émissions du bâtiment

Le secteur du bâtiment (résidentiel et tertiaire) est le principal consommateur d'énergie en France, avec 44 % de la consommation totale d'énergie finale¹ et 40 % à l'échelle européenne². Les émissions directes (Scope 1, voir [Annexe 2](#)) liées à l'usage des bâtiments s'élevaient à 75 MtCO_{2e} en 2019, soit 17 % des émissions de gaz à effet de serre (GES) du territoire français, ce qui en fait le quatrième secteur le plus émetteur derrière celui des transports, de l'industrie et de l'agriculture (Graphique 1)³.

Graphique 1 – Répartition des émissions de CO_{2e} en 2019 hors UTCATF* en France (MtCO_{2e})



* Utilisation des terres, changement d'affectation des sols.

Note : cette trajectoire couvre les émissions de la France métropolitaine et d'outre-mer (Outre-mer inclus dans l'UE : périmètre Plan climat Kyoto).

Source : à partir de l'inventaire Citepa de juin 2022 au format Secten et au périmètre Plan climat Kyoto, données non corrigées des variations climatiques, phase d'usage du bâtiment exclusivement

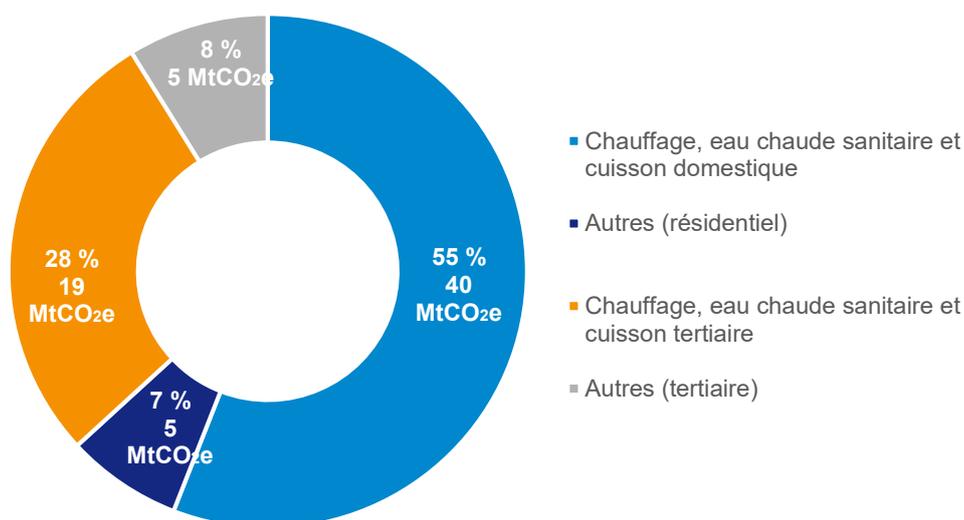
¹ Service des données et études statistiques (SDES) du MTE (2021), *Bilan énergétique de la France pour 2019*.

² HCC (2020), *Rénover mieux : leçons d'Europe*, réponse à la saisine du gouvernement, novembre.

³ Citepa (2022), *Gaz à effet de serre et polluants atmosphériques. Bilan des émissions en France de 1990 à 2021 – Format Secten*, rapport, juin.

Les émissions du secteur sont issues à plus de 60 % des bâtiments résidentiels et à 40 % des bâtiments tertiaires (Graphique 2)¹. Le chauffage, l'eau chaude sanitaire et la cuisson, usages qui reposent en grande partie sur des énergies carbonées, représentent la principale source d'émissions de gaz à effet de serre liées à l'usage des bâtiments² dans le résidentiel et le tertiaire. Les vecteurs carbonés demeurent aujourd'hui majoritaires puisque 41 % des résidences principales sont chauffées au gaz naturel et 11 % au fioul³. L'électricité (hors pompes à chaleur) est utilisée pour le chauffage dans 30 % des logements. Les pompes à chaleur restent minoritaires (7 % des résidences principales) mais ont connu une progression particulièrement forte ces dernières années (+3 points entre 2016 et 2020). Le chauffage urbain est utilisé dans 10 % des logements collectifs.

Graphique 2 – Répartition par usage des émissions de GES en MtCO₂eq du secteur du bâtiment en France en 2020



e : estimation.

Note : cette trajectoire couvre les émissions de la France métropolitaine et d'outre-mer (Outre-mer inclus dans l'UE : périmètre Plan climat Kyoto).

Source : à partir de l'inventaire Citepa de juin 2022 au format Secten et au périmètre Plan climat Kyoto, données non corrigées des variations climatiques, phase d'usage du bâtiment exclusivement

¹ Citepa (2022), *Gaz à effet de serre et polluants atmosphériques...*, op. cit.

² Hors émissions liées à la construction des bâtiments, comptabilisées dans une approche cycle de vie.

³ Données Ceren pour l'année 2020, d'après le tableau de suivi de la rénovation énergétique dans le résidentiel édité par l'ONRE (voir <https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/tableau-de-suivi>).

Les autres émissions sont associées à la consommation d'électricité pour l'éclairage, la cuisson, l'électroménager et la climatisation, aux gaz fluorés (principalement l'hydrofluorocarbure (HFC) pour les systèmes de climatisation/refroidissement). Les émissions de dioxyde de carbone (CO₂) contribuent majoritairement aux émissions de GES du secteur résidentiel-tertiaire puisqu'elles en représentent 84 %. Viennent ensuite l'HFC avec 10 % des émissions et le méthane (CH₄) avec 4 % ; le reste est constitué d'autres gaz¹.

Au total, les émissions directes de GES du secteur ont baissé de 18 % entre 1990 et 2019. La baisse des émissions dans le parc résidentiel à partir des années 2010 (-24 % en 2019 par rapport à 1990) a été en partie compensée par une hausse des émissions du parc tertiaire de 20 % entre 1990 et 2010, avant d'entamer une diminution ultérieure (-21 % entre 2010 et 2019, soit -6 % en 2019 par rapport à son niveau de 1990). Entre 2015 et 2018, les émissions des bâtiments français ont été réduites de 5,5 %, soit davantage que la moyenne observée en Europe (-2,4 %) où certains pays ont vu leurs émissions augmenter (Italie +0,8 %, Royaume-Uni +3 %), mais moins qu'en Allemagne (-6,3 %) (HCC, 2021², d'après l'Agence européenne de l'environnement³).

2. Cadre européen et Stratégie nationale bas-carbone en France

2.1. Le cadre européen

Des objectifs communs de réduction des émissions de gaz à effet de serre, d'économies d'énergie et de part de ressources décarbonées ont été fixés par l'Union européenne pour l'ensemble des secteurs. Ces objectifs prévoient l'atteinte de la neutralité carbone de l'ensemble des secteurs à l'horizon 2050, et pour 2030 la réduction de 55 % des émissions totales de gaz à effet de serre par rapport au niveau de 1990 ainsi qu'une hausse de l'efficacité énergétique de 32,5 % (HCC, 2020).

La mise en œuvre des réductions d'émissions relatives au secteur du bâtiment – tout comme le secteur des transports, de l'agriculture et de la gestion des déchets – est régie par la législation relative à la répartition de l'effort entre États membres (*effort sharing agreement*). Ce cadre doit être complété par la mise en application, prévue dans le paquet « Fit for 55 », d'un second marché pour le bâtiment et les transports dans le système d'échange de quotas

¹ Autres gaz fluorés (Perfluorocarbure (PFC), hexafluorure de soufre (SF₆) et protoxyde d'azote (N₂O)).

² HCC (2021), *Renforcer l'atténuation, engager l'adaptation*, rapport annuel 2021, juin.

³ Inventaire des émissions de gaz à effet de serre européennes (voir <https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/data/data-viewers/greenhouse-gases-viewer>). Attention, il y a des différences de périmètre entre les émissions comptabilisées par l'AEE et celles du Citepa, expliquant des différences au niveau du montant des émissions.

d'émissions européen (SEQE-UE). Les politiques publiques nationales qui découlent de ces objectifs sont cadrées notamment par la version révisée en 2018 de la directive sur l'efficacité énergétique des bâtiments et de la directive relative à la performance énergétique du bâtiment, qui imposent aux pays membres de définir leur contribution et de publier régulièrement leurs avancées en matière de stratégie d'amélioration de l'efficacité énergétique¹.

Lancé en décembre 2019, le Pacte vert pour l'Europe établit, outre le renforcement des objectifs, la mise en œuvre de la transition bas-carbone. Par la suite, la Commission européenne a annoncé fin 2020 une nouvelle stratégie destinée à engager l'Europe dans une « vague de rénovation » en doublant le rythme annuel (actuellement de 1 % par an) de rénovation énergétique des bâtiments résidentiels et non résidentiels d'ici 2030². D'autres axes d'actions prioritaires ont été définis par le Pacte vert dans le secteur du bâtiment, notamment :

- l'évaluation des stratégies nationales de rénovation des États membres dans le but de faire appliquer plus rigoureusement la législation sur la performance énergétique des bâtiments ;
- la réglementation portant sur les produits utilisés dans la construction ;
- la mise en place du nouveau « Bauhaus européen », plateforme interdisciplinaire rassemblant des représentants des secteurs du bâtiment et de la construction – architectes, ingénieurs – et des autorités locales dans le but de mettre au point des solutions innovantes, durables et esthétiques en matière de bâtiment ;
- l'insertion du secteur du bâtiment dans le SEQE-UE, initialement dans un second marché.

2.2. Les objectifs de la Stratégie nationale bas-carbone et les mesures mises en place

En France, la Stratégie nationale bas-carbone (SNBC)³, établie pour la première fois en 2015 par la loi de transition énergétique pour la croissance verte (LTECV) et révisée en 2020, a pour ambition principale la neutralité carbone sur le territoire à l'horizon 2050, ainsi que la trajectoire pour l'atteindre avec des objectifs intermédiaires et des budgets carbone déterminés par périodes de cinq ans.

¹ Haut Conseil pour le climat (2020), *Rénover mieux : leçons d'Europe*, op. cit.

² Commission européenne (2020), *Une vague de rénovations pour l'Europe : verdir nos bâtiments, créer des emplois, améliorer la qualité de vie*, Communication de la Commission au Parlement européen, au Conseil, au Comité économique et social européen et au Comité européen des régions, COM/2020/662, 14 octobre.

³ Ministère de la Transition écologique (2020), *Stratégie nationale bas-carbone. La transition écologique et solidaire vers la neutralité carbone*, mars.

Elle fixe plus particulièrement pour le secteur du bâtiment un objectif de réduction de 49 % d'ici 2030 par rapport à 2015 et de décarbonation complète à l'horizon 2050 (voir Graphique 3). En 2019, le niveau des émissions étant déjà de 18 % inférieur à celui de 1990, il s'agit de réduire les émissions actuelles d'environ 40 % d'ici à 2030. L'atteinte de ces objectifs est supposée s'opérer au travers de quatre orientations en matière de : rénovation du parc existant, réglementation pour la construction des bâtiments neufs, amélioration de l'efficacité énergétique des équipements et sobriété des usages, et décarbonation du mix énergétique.

Parmi ces orientations, la rénovation énergétique du parc existant constitue un objectif majeur pour la décarbonation du secteur. La SNBC vise pour l'ensemble du parc résidentiel un rythme de 370 000 rénovations complètes équivalentes¹ par an dès 2022, en ciblant en priorité les « passoires énergétiques » (ou thermiques)², et de 700 000 rénovations à partir de 2030, afin d'atteindre un niveau de performance bâtiment basse consommation (BBC – soit une étiquette DPE au moins à B) équivalent en moyenne sur l'ensemble du parc.

La sous-direction des études statistiques du ministère de la Transition écologique³ estime en effet à 4,8 millions le nombre de « passoires thermiques⁴ », soit 17 % du parc de résidences principales⁵, ce qui en fait un véritable gisement pour l'amélioration de l'efficacité énergétique. Cette estimation a été actualisée en 2022 à 5,2 millions de passoires thermiques sur la base de la nouvelle méthodologie du diagnostic de performance énergétique (DPE) en vigueur depuis juillet 2021⁶.

¹ Notion employée dans la SNBC pour qualifier des rénovations équivalentes à l'atteinte d'un niveau BBC pouvant être obtenues par l'addition de plusieurs gestes de rénovation distincts. Le Haut Conseil pour le climat (*Rénover mieux : leçons d'Europe*, op. cit.) met en garde sur cette notion qui suggère que la rénovation par étapes est compatible avec le niveau BBC, alors que plusieurs études ont démontré que ce n'est pas le cas – par exemple, l'enquête *Travaux de rénovation énergétique des maisons individuelles* (Trémi) de l'Ademe en 2017 qui a montré que 75 % des gestes de rénovation n'ont permis aucun saut d'étiquette DPE, ou plus récemment l'étude de l'Ademe, Dorémi et Enertech publiée en 2021 (*La rénovation performante par étapes. Étude des conditions nécessaires pour atteindre la performance BBC rénovation ou équivalent à terme en logement individuel*, rapport, janvier).

² Les logements qualifiés de passoire énergétique, ou passoire thermique, sont les logements auxquels est attribuée une étiquette F ou G du diagnostic de performance énergétique.

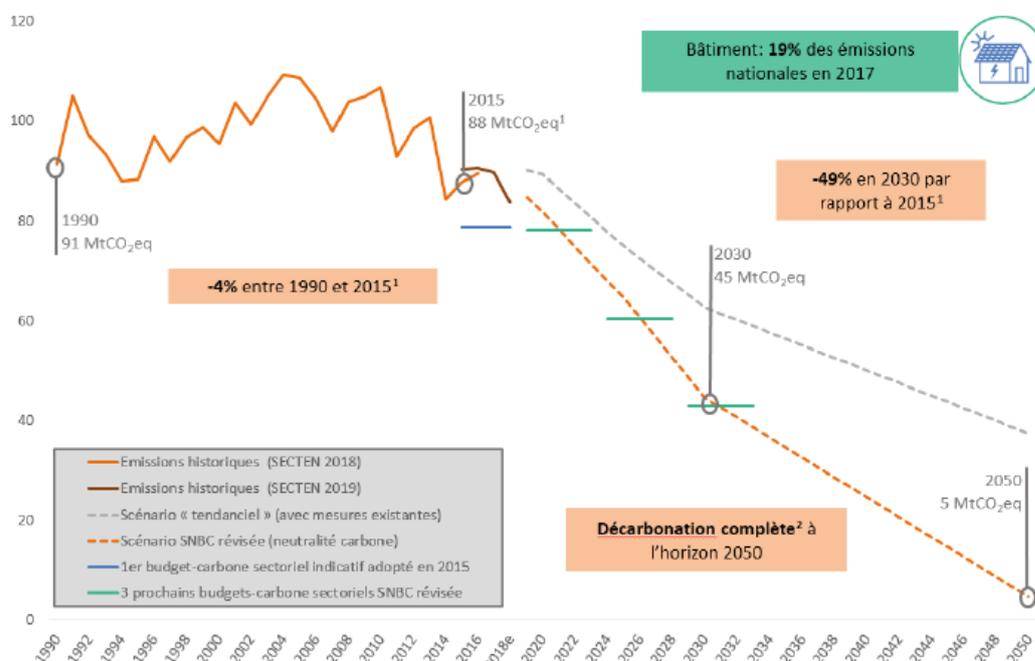
³ Merly-Alpa T., Riedinger N. et Baudry M. (2020), *Le parc de logements par classe de consommation énergétique au 1^{er} janvier 2018*, Document de travail, n° 49, Observatoire national de la rénovation énergétique, septembre.

⁴ Cette estimation est réalisée à partir des données de plus de 500 000 diagnostics de performance énergétique de 2017 et 2018 collectées par l'Ademe, soit avant la réforme des DPE en vigueur depuis juillet 2021.

⁵ Le parc de logements en France métropolitaine est estimé à plus de 36 millions de logements en 2021, dont 3,6 millions de résidences secondaires, 3 millions de logements vacants et 29,6 millions de résidences principales. Les estimations effectuées par le SDES, et dans la suite de cette étude, se limitent au périmètre des résidences principales en 2018 (un peu moins de 29 millions de logements).

⁶ Le Saout R., Mesqui B. et Rathle J.-P. (2022), *Le parc de logements par classe de consommation énergétique au 1^{er} janvier 2022*, Document de travail, n° 60, Observatoire national de la rénovation énergétique, juillet.

Graphique 3 – Historique et projection des émissions du secteur des bâtiments entre 1990 et 2050 (en MtCO₂eq)



¹ Les émissions utilisées pour l'année 2015 sont celles de l'inventaire Citepa d'avril 2018 au format Secten.

² Ne tient pas compte des fuites résiduelles « incompressibles » de gaz (gaz fluorés, gaz renouvelables).

e : estimation.

Source : SNBC 2 (MTES, 2020), à partir de l'inventaire Citepa d'avril 2018 au format Secten et au périmètre Plan climat Kyoto ; scénarios AME et AMS 2018

3. Les leviers de décarbonation dans le secteur du bâtiment

Les orientations de la SNBC définissent trois principaux leviers de décarbonation :

- **la sobriété énergétique**, qui se définit comme une démarche de réduction de la demande de services énergétiques s'opérant par des changements de comportement au niveau individuel ou collectif et qui peut prendre des formes diverses (voir Tableau 1) ;
- **l'amélioration de l'efficacité énergétique**, qui consiste à consommer moins d'énergie pour le même service énergétique. Cela passe principalement par la rénovation en profondeur de l'enveloppe des bâtiments existants, en particulier des passoires thermiques, du système de chauffage, mais aussi par le renforcement des normes d'efficacité pour la construction des bâtiments neufs ou encore par l'utilisation de systèmes de chauffage et d'équipements électroménagers plus économes en énergie (passage d'un radiateur électrique à une pompe à chaleur, par exemple) ;

- **la décarbonation des vecteurs énergétiques**, alimentant principalement les besoins en chauffage, en eau chaude sanitaire et en cuisson (principales sources d'émissions associées à la consommation d'énergie des bâtiments). Cela implique d'une part le remplacement d'un vecteur énergétique fortement carboné (fioul, gaz) par un vecteur peu carboné (électricité, réseaux de chaleur issue d'énergies renouvelables, par exemple), et d'autre part la réduction du contenu carbone de certains vecteurs (baisse des énergies fossiles dans la production d'électricité ou développement du biogaz, par exemple).

Tableau 1 – Les différents niveaux de sobriété et les actions associées dans le secteur du bâtiment

Niveau de sobriété	Exemple d'actions dans le secteur du bâtiment
<p>Sobriété structurelle</p> <p>Créer les conditions d'une modération de la consommation dans l'espace ou lors des activités</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Concevoir différemment les bâtiments, les doter d'espaces partagés (buanderie, local vélos, etc.) ou d'espaces pour faire sécher son linge dans les bâtiments. • Développement de structures de télétravail et d'espaces de travail collaboratifs. • Lutte contre l'étalement urbain en répondant aux besoins en bâtiments avec le parc existant : réinvestir les logements vacants et les résidences secondaires, transformer les bureaux vacants en logements... • Décentralisation, diversification, densification des territoires. • Développement des services (magasins de réparation, services d'accompagnement aux démarches collectives, etc.). • Construction « réversible ». • Recherche et développement, appui à l'innovation.
<p>Sobriété dimensionnelle</p> <p>Adapter le dimensionnement des équipements à leurs conditions d'usage</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Ajustement de la taille des équipements à l'usage (réfrigérateur, ballon d'eau chaude, etc.). • Réduction de la surface moyenne des logements par personne. • Construction de logements collectifs plutôt que de maisons individuelles.
<p>Sobriété d'usage</p> <p>Adapter l'utilisation des équipements pour en réduire la consommation</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Réévaluation des normes de confort (ex. : réduction de la température de chauffage ou augmentation de la température consigne de climatisation). • Limiter l'usage de la climatisation par le recours, hors période caniculaire, à des brasseurs d'air (ventilateurs). • Réduction de l'usage des équipements pour en réduire la consommation (télévision, sèche-linge, etc.).
<p>Sobriété conviviale</p> <p>Mutualiser les équipements et leur utilisation</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Pratiques de cohabitation (colocations, etc.). • Échanges de logements entre particuliers. • Mutualisation des espaces et des équipements entre logements. • Augmentation de la part de logements collectifs en construction neuve.

Source : d'après négaWatt¹

¹ négaWatt (2016), « Qu'est-ce que la sobriété ? », *Fil d'argent*, n° 5, hiver, p. 11-13.

4. Comment éclairer les enjeux des politiques publiques avec les coûts d'abattement ?

4.1. Des politiques en place non optimales

Depuis l'adoption de la première SNBC, la baisse des émissions dans le secteur du bâtiment demeure insuffisante au regard des objectifs. Le budget carbone pour 2015-2018 a été dépassé avec des émissions supérieures d'environ 11 % (HCC, 2020). La rénovation énergétique dans le parc résidentiel, notamment, connaît un retard important. Dans son rapport sur l'analyse des politiques de rénovation thermique des bâtiments en 2020, le HCC a identifié un certain nombre d'obstacles pouvant expliquer ce retard dans les objectifs. Les dispositifs de subvention (par exemple, MaPrimeRénov', TVA à 5,5 %) et les offres de prêt (éco-PTZ) existant jusque-là apparaissaient insuffisants face au montant des travaux et à la faible capacité de financement des ménages, en particulier ceux en situation de précarité énergétique. Ces dispositifs apparaissent trop focalisés sur des gestes isolés souvent peu efficaces et incitent insuffisamment à se tourner vers les rénovations performantes (aux normes BBC)¹. L'obtention des aides n'est par ailleurs pas systématiquement conditionnée à une obligation de résultat en termes de gain de performance énergétique. Au-delà de la question du financement, un déficit d'accès à l'information et d'accompagnement dans le résidentiel comme dans le tertiaire, les délais de réalisation des travaux, ou encore la nécessité de changement structurel de la filière (montée en compétences des artisans) sont autant de blocages à la rénovation énergétique.

En 2019, un objectif relatif aux passoires thermiques a été défini par la loi relative à l'énergie et au climat visant leur rénovation à l'horizon 2028. Dernièrement, la loi « climat et résilience » prévoit, dès 2025, l'interdiction de la mise en location des logements d'étiquette G du DPE², F en 2028 et E à partir de 2034. Le plan de relance de 2020 prévoit un renforcement des moyens sur des mesures comme MaPrimeRénov' et met en place des mesures additionnelles.

D'autres instruments politiques ciblent la décarbonation des bâtiments tertiaires. En plus des réglementations thermiques portant sur les bâtiments neufs (RE2020) et existants, la loi évolution du logement, de l'aménagement et du numérique (Elan) de 2018 instaure également

¹ Dolques G., Ledez M. et Hainaut H. (2022), *Quelles aides publiques pour la rénovation énergétique des logements ?*, rapport, I4CE, février.

² Le diagnostic de performance énergétique (DPE) classe un logement ou un bâtiment à l'aide d'étiquettes attribuées selon sa performance énergétique, en évaluant sa consommation d'énergie et son impact en termes d'émissions de gaz à effet de serre (ministère de la Transition écologique). Les logements étiquetés A sont les plus efficaces et les logements G sont les moins performants.

une obligation de réduction de la consommation d'énergie. Cette obligation est concrétisée par le « décret tertiaire », paru en juillet 2019¹, et par le dispositif Éco-énergie tertiaire.

Concernant la construction des bâtiments neufs, la réglementation environnementale 2020 (RE2020) succède aux réglementations thermiques mises en place depuis 1974, la dernière datant de 2012 (RT2012). Ce nouveau cadre réglementaire a pour ambition de renforcer les exigences de performance énergétique et de baisse de consommation des bâtiments neufs ; d'adapter le bâti au changement climatique (confort d'été, résistance aux canicules) ; et de réduire son impact environnemental sur l'ensemble du cycle de vie.

Depuis juillet 2022, l'interdiction de l'installation ou du remplacement des chaudières fonctionnant au fioul répond par ailleurs aux exigences de décarbonation des vecteurs énergétiques.

Si les dernières mesures mises en place permettront de renforcer l'effort de décarbonation dans le secteur, il n'y a toutefois pas de garantie qu'elles soient pleinement suffisantes et adaptées. Le renforcement de dispositifs tels que MaPrimeRénov' ne semble en outre pas complètement répondre à la nécessité de soutenir davantage les rénovations globales.

La bonne évaluation des dispositifs en place et la bonne élaboration des mesures futures ne pourront se faire que si les principaux enjeux sont suffisamment éclairés et étayés. En particulier, la façon de mobiliser les trois leviers de décarbonation décrits plus haut doit être davantage documentée par des données et des travaux empiriques. L'approche par les coûts d'abattement peut apporter des éclairages utiles à la définition et à la priorisation des mesures à mettre en œuvre, à condition de bien intégrer ces enjeux.

4.2. Évaluer le potentiel des actions de sobriété

Les coûts de mise en œuvre des différentes actions de sobriété énergétique ne sont pas aisés à identifier dans la mesure où celles-ci relèvent en grande partie de choix de société impliquant un changement plus ou moins profond des modes de vie. Il est par exemple difficile d'établir les coûts et les bénéfices socioéconomiques que l'on doit associer au développement des pratiques de cohabitation ou du télétravail. Même lorsque ces coûts sont identifiés, des difficultés peuvent se présenter pour les mesurer et pour mesurer l'impact potentiel sur l'abattement des émissions.

¹ Décret n° 2019-771 du 23 juillet 2019 relatif aux obligations d'actions de réduction de la consommation d'énergie finale dans des bâtiments à usage tertiaire.

Pour ces raisons, et par manque de travaux disponibles sur le sujet, il semble à l'heure actuelle peu envisageable d'associer des coûts d'abattement aux actions de sobriété. Pour cela, ce rapport se focalise largement sur les actions d'efficacité énergétique et de décarbonation du vecteur.

Pour autant, ces actions de sobriété ne peuvent être totalement ignorées dans le calcul des coûts d'abattement. Le potentiel de ces actions permettrait en effet de réduire le coût d'abattement global : plus ce potentiel est important, moins il sera nécessaire de mobiliser les actions d'efficacité et de décarbonation les plus coûteuses.

Différentes études fournissent des ordres de grandeur du potentiel d'abattement envisageable par des actions de sobriété. Dans son scénario 2022-2050, négaWatt¹ aboutit à une division par deux de la consommation d'énergie finale tous secteurs confondus d'ici 2050 par rapport à 2020, dont 31 % de l'effort total serait dû à des actions de sobriété². Dans le secteur du résidentiel-tertiaire, la consommation est également divisée par deux entre 2020 et 2050. 17 % de cet effort proviendrait d'actions de sobriété, soit principalement de la maîtrise des surfaces bâties (stabilisation de la surface et du nombre de personnes par logement, réduction des résidences individuelles, secondaires et vacantes, mutualisation des espaces, etc.), de l'usage des services de chaleur et de froid, ainsi que de l'usage de l'éclairage et des autres équipements électriques.

L'étude *Futurs énergétiques 2050* de RTE³ analyse l'évolution de la consommation finale d'électricité en France sous différents scénarios cohérents avec l'atteinte de la neutralité carbone à l'horizon 2050. La trajectoire de référence, largement fondée sur le renforcement de l'efficacité énergétique et la substitution de l'électricité aux énergies fossiles, prévoit une hausse de la consommation électrique qui passerait de 475 TWh en 2019 à 645 TWh en 2050 (tous secteurs confondus). Elle diminuerait cependant de 18 % dans le résidentiel et de 16 % dans le tertiaire. Un scénario tourné sur l'activation des gisements de sobriété (scénario « sobriété ») aboutirait à une consommation de 555 TWh en 2050, soit un gain total de 90 TWh (soit 14 %) par rapport à la trajectoire de référence. Dans le secteur du bâtiment, 23 TWh seraient ainsi évités dans le résidentiel et 18 TWh dans le tertiaire. Différents leviers de sobriété expliquant ces économies d'énergie sont quantifiés (voir Figure 1 pour les leviers du secteur du bâtiment).

¹ négaWatt (2021), *Scénario négaWatt 2022*, association négaWatt.

² Autrement dit, en 2050, la sobriété permet une réduction supplémentaire de la consommation d'énergie finale de 19 % par rapport à une situation sans sobriété. Voir notamment Toulouse E. et Gaspard A. (2022), *The Rise of Sufficiency in the French Energy Debate: a Comparative Analysis of Scenarios*, ECEEE 2022 Summer Study on energy efficiency 6–11 June, Presqu'île de Giens, Hyères, France.

³ 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.

Figure 1 – Décomposition des leviers de sobriété électrique dans le résidentiel et le tertiaire

Leviers de sobriété	Effet en TWh évités	
 Résidentiel	Habitat à espaces partagés et légère augmentation de la taille unitaire des ménages	11,9 TWh ◀
	Limitation de la consommation de chauffage résidentiel	4,0 TWh ◀
	Limitation de la consommation en eau chaude résidentielle	4,7 TWh ◀
	Moindre taux d'équipement en climatisation résidentielle	1,1 TWh
	Limitation de la consommation des autres usages résidentiels	0,7 TWh
 Tertiaire	Recours au télétravail (impact sur la consommation dans les bureaux)	9,1 TWh ◀
	Limitation des besoins énergétiques sur le lieu de travail	4,7 TWh ◀
	Limitation de la consommation de chauffage, climatisation et eau chaude sanitaire tertiaires	1,8 TWh
	Réduction de la surface des commerces	1,1 TWh
	Réduction des écrans publicitaires	0,5 TWh
	Limitation de la consommation des autres usages tertiaires	0,8 TWh

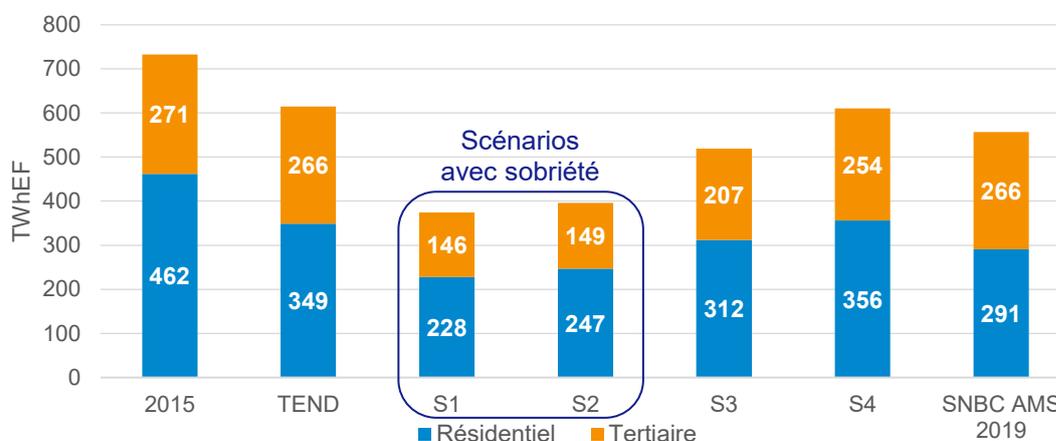
Source : RTE (2021), [Futurs énergétiques 2050](#), op. cit., chapitre 3, « La consommation », p. 120

Enfin, l'étude prospective *Transition(s) 2050* élaborée par l'Ademe (2021)¹ présente quatre récits contrastés d'évolution de la société à l'horizon 2050. Les deux premiers scénarios (« génération frugale » et « coordinations territoriales ») accordent une place importante à la sobriété, tandis que les deux autres (« technologies vertes » et « pari réparateur ») privilégient l'apport du progrès technologique.

Dans le résidentiel et le tertiaire, lorsque la sobriété est le principal vecteur de la transition écologique (scénario 1), la consommation d'énergie finale pour l'usage des bâtiments diminue de moitié par rapport à 2015 et de 40 % par rapport au scénario tendanciel (voir Graphique 4). Ce choix de société implique une transition profonde des modes de vie vers une baisse de l'usage de biens matériels et un renforcement des liens sociaux. Il permet d'atteindre la neutralité carbone grâce à la réduction rapide de la consommation d'énergie et aux puits naturels, mais implique de passer par des contraintes réglementaires, voire du rationnement (quotas), et peut se heurter à des problèmes d'acceptabilité. Le second scénario s'appuie davantage sur la recherche d'un « consensus social », qui ralentit le rythme de la transition.

¹ Ademe (2021), *Transition(s) 2050. Choisir maintenant. Agir pour le climat*, rapport, novembre.

Graphique 4 – Consommation d'énergie finale en 2050 pour l'usage des bâtiments résidentiels et tertiaires dans les scénarios *Transition(s) 2050* de l'Ademe



Note : TEND = scénario tendanciel ; S1 = scénario « génération frugale » ; S2 = scénario « coordinations territoriales » ; S3 = scénario « technologies vertes » ; S4 = scénario « pari réparateur » ; SNBC AMS : scénario SNBC avec mesures supplémentaires.

Lecture : dans le scénario tendanciel (TEND), la consommation d'énergie finale en 2050 est estimée à 349 TWh pour les bâtiments résidentiels et à 266 TWh pour les bâtiments tertiaires.

Source : d'après Ademe (2021), *Transition(s) 2050. Choisir maintenant. Agir pour le climat, rapport, novembre, tableau 42, p. 156*

Finalement, dans les scénarios les plus ambitieux sur cet aspect, le potentiel estimé des actions de sobriété est de l'ordre de 20 % à 30 % d'émissions du secteur résidentiel-tertiaire. Elles représentent donc un potentiel important mais dont le degré de mobilisation possible reste incertain.

4.3. Considérer des actions de rénovation globale

Sur le levier de l'efficacité énergétique, la SNBC fixe comme objectif que le parc résidentiel atteigne en moyenne un niveau de performance BBC en 2050. Or, les actions de rénovation entreprises dans les logements se résument aujourd'hui principalement à des gestes isolés ou combinés par couches successives (par exemple, en commençant par changer les fenêtres et la chaudière, puis en isolant le toit et le plancher pour, plus tard, isoler les murs). Entre janvier 2020 et juin 2021, 86 % des dossiers MaPrimeRénov' validés concernaient des travaux de rénovation mono-gestes¹. Il s'agissait, pour 98 % d'entre eux, de changement de système de chauffage (majoritairement des pompes à chaleur, qui, installées dans des logements peu isolés, soulèvent des questions en termes de pointe électrique lors des journées très froides).

¹ Cœuré B. (2021), *Comité d'évaluation du plan France Relance – Premier rapport*, Paris, France Stratégie, octobre.

L'importance du coût des travaux de rénovation et le faible calibrage des aides et dispositifs de financement sur la rénovation globale, malgré les aides existantes, expliquent en partie que les ménages privilégient encore aujourd'hui les mono-gestes aux rénovations globales tenant compte de l'ensemble des postes de travaux. Cela pourrait inciter à chercher à calculer des coûts d'abattement par geste, de sorte à les hiérarchiser. À titre d'illustration, dans nombre de cas types étudiés par l'Institute for Climate Economics (I4CE) à l'aide de son outil PanelRénov¹ paramétré, dans notre cas, pour l'évaluation socioéconomique, un euro investi dans le changement de système de chauffage (via l'installation d'une pompe à chaleur ou d'une chaudière gaz à très haute performance énergétique) permettrait de réduire davantage les émissions qu'un euro investi dans des gestes d'isolation (murs, toiture, plancher bas) (Tableau 2).

Tableau 2 – Exemples de coûts d'abattement calculés à partir de l'outil PanelRénov, selon différents parcours de rénovation proposés

	Maison individuelle DPE E, gaz, 1950 (150 m²)	Maison individuelle mitoyenne, DPE G, convecteur électrique, 1960 (100 m²)
Parcours « geste isolé »	Chaudière gaz à très haute performance énergétique : 100 €/tCO ₂	Isolation toiture (rampants) : 510 €/tCO ₂
Parcours « intermédiaire »	Isolation murs (intérieur, extérieur), toiture (combles perdus) : 380 €/tCO ₂	Isolation murs (intérieur, extérieur) : 1 220 €/tCO ₂
Parcours « chauffage bas-carbone »	Pompe à chaleur air-eau : 100 €/tCO ₂	Pompe à chaleur air-eau, plancher chauffant : 590 €/tCO ₂

Note : l'outil permet de configurer les paramètres afin d'obtenir des coûts d'abattement sans aides, une durée des bénéfices de la rénovation fixée à trente ans et un taux de TVA à 0 % (pour obtenir des coûts hors taxes). Le taux d'actualisation de 4,5 % est retenu par défaut.

Source : France Stratégie, d'après PanelRénov (I4CE)

¹ L'outil PanelRénov permet d'étudier la viabilité économique de différents projets de rénovation. Voir Dolques G., Ledez M. et Hainaut H. (2022), *Quelles aides publiques...*, op. cit.

Pourtant, les opérations de rénovation complète en une seule étape (ou très peu d'étapes) sont souvent mises en avant comme condition nécessaire à l'atteinte d'un niveau équivalent à BBC. Une étude de l'Ademe, Dorémi et Enertech (2021)¹ s'est penchée sur les conditions de réussite d'une rénovation performante. Celle-ci permet d'atteindre *a minima* le niveau BBC-rénovation ou équivalent, soit un seuil de 80 kWhEP/m²_{SRT}² par an sur un périmètre de cinq usages. À partir de l'observation des résultats moyens effectivement atteints par cinq parcours types de rénovation (voir Tableau A2 en [Annexe 3](#)), variables selon le nombre d'étapes réalisées, de gestes et de postes de travaux intégrés³, l'étude montre que seuls les parcours de rénovation d'au plus deux étapes et incluant les six postes identifiés ont permis de passer sous le seuil de consommation équivalent au niveau BBC en moyenne. Les autres parcours, qui entraînent des risques de maintenir des ponts thermiques lorsque certains postes de travaux sont traités séparément, n'atteignent de tels résultats que dans certains cas, en partie en fonction de la typologie du logement. De la même manière, l'impact de l'installation d'un système de chauffage faiblement carboné comme une pompe à chaleur sur la consommation et les émissions de GES peut être très différent si elle est réalisée seule ou dans le cadre d'une rénovation d'ensemble cohérente (voir Encadré 1)⁴.

Dans les cas où il apparaît peu réaliste d'envisager une rénovation globale, le rapport énonce un certain nombre de conditions pour que la rénovation par étapes réussisse, telles que s'assurer du bon traitement de l'ensemble des postes de travaux et des interfaces, anticiper un plan de financement sur l'ensemble du parcours, limiter à deux ou trois étapes le parcours de rénovation en maximisant le nombre de postes dès la première étape, et enfin assurer une bonne coordination des différents corps de métiers (interfaces et interactions).

¹ Ademe, Dorémi et Enertech (2021), *La rénovation performante par étapes...*, *op. cit.*

² Surface thermique au sens de la réglementation thermique.

³ Isolation des murs, des planchers bas et de la toiture, remplacement des menuiseries extérieures, ventilation et production de chauffage/eau chaude sanitaire. Leur traitement doit tenir compte des interfaces entre postes (jonctions physiques) qui assurent l'étanchéité de l'air et la continuité de l'isolation, et des interactions entre postes (bon dimensionnement des systèmes).

⁴ Sidler O. (2022), *Du bon usage des pompes à chaleur*, rapport, Enertech, juillet.

Encadré 1 – Pompe à chaleur et rénovation performante

Les pompes à chaleur (PAC) sont des systèmes de chauffage alimentés en général à l'électricité, permettant d'extraire de l'énergie renouvelable de l'environnement extérieur, en particulier de l'air, du sol ou de l'eau selon le type de PAC, et de la restituer sous forme de chaleur dans le bâtiment. La quantité de chaleur restituée représente alors une quantité d'énergie supérieure à l'électricité consommée. Le coefficient de performance (COP) d'une PAC, mesuré par le rapport entre l'énergie transformée et l'énergie consommée, est alors supérieur à un, ce qui en fait un système de chauffage beaucoup plus performant qu'un système de convecteur électrique. Cette grande performance énergétique des PAC présente toutefois certaines limites.

Le COP d'une PAC dépend à la fois du type de pompe à chaleur et des conditions dans lesquelles celle-ci fonctionne. Il existe principalement quatre types de PAC :

- la PAC aérothermique, qui transforme l'énergie présente dans l'air extérieur :
 - soit en air chaud dans le logement dans le cas d'une PAC air-air ;
 - soit en eau chaude diffusant la chaleur par le biais d'un plancher chauffant ou de radiateurs dans le cas d'une PAC air-eau. Ce type de PAC peut faire l'objet d'une combinaison chauffage et eau chaude sanitaire (ECS) ;
- la PAC géothermique, qui diffuse dans le logement par un plancher chauffant ou des radiateurs de la chaleur prélevée par des capteurs dans les sols. Ces installations peuvent fournir de la chaleur ou du froid, et de l'eau chaude sanitaire. Les PAC géothermiques peuvent aussi être distinguées selon le type de capteurs, horizontaux (enterrés à quelques dizaines de centimètres de profondeur mais nécessitant une emprise au sol importante) ou verticaux (plus coûteuse mais plus efficace, descendant jusqu'à moins 200 mètres de profondeur¹) ;
- la PAC hydrothermique (eau-eau), qui prélève l'énergie dans un cours d'eau ou une nappe phréatique.

Les COP moyens des pompes à chaleur sont associés à deux indications de températures : la température extérieure et la température de l'eau des radiateurs ou de l'air soufflé à l'intérieur. Ces températures sont généralement de 7 °C pour l'air extérieur et de 27 °C pour l'air soufflé ou 35 °C pour l'eau des radiateurs.

¹ Les systèmes à géothermie profonde relèvent d'installations beaucoup plus lourdes et ne peuvent être mis en œuvre que dans un cadre industriel (réseau de chaleur ; production d'électricité par exemple), et non dans le cadre de logements individuels.

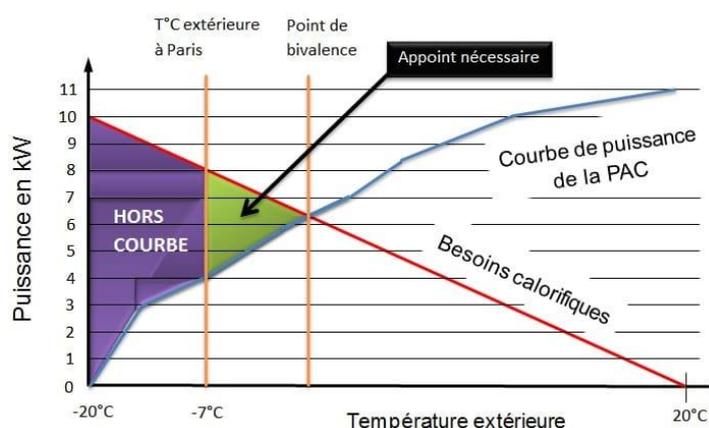
Tableau 3 – Coefficients de performance moyens selon le type de pompe à chaleur

	Air-air	Air-eau	Eau-eau	Géothermique
COP moyen	2,6	2,9	3 – 3,5	4

Source : d'après RTE et Ademe (2020), Réduction des émissions de CO₂, impact sur le système électrique : quelle contribution du chauffage dans les bâtiments à l'horizon 2035 ?, rapport, décembre ; upenergie.com

La puissance de la PAC est fortement sensible aux écarts de température : en dessous de 0 °C, il est généralement nécessaire d'avoir recours à un système de chauffage d'appoint ; certains types de PAC pourraient même devenir inutilisables lorsque les températures sont trop négatives, comme le montre la Figure 2. Les PAC géothermiques sont *a priori* moins sensibles à ces écarts, la température du sol étant plus constante que celle de l'air, et affichent une plus grande stabilité de leur rendement.

Figure 2 – Illustration pour le cas d'une PAC air-eau



Source : <https://www.quelleenergie.fr/magazine/comment-dimensionner-pac-air-eau>

Enfin, la performance effective des pompes à chaleur dépendra aussi largement des conditions d'installation. Installer une pompe à chaleur dans un logement mal isolé aboutira à la fois à un faible confort, la chaleur fournie par une PAC étant en général de basse température, et à des performances largement dégradées, cela d'autant plus que l'on se situe dans une région où le climat est rude. Outre le niveau d'isolation, les pompes à chaleur fonctionnant à basse température, les équipements de diffusion de la chaleur doivent aussi être adaptés (passer d'une haute température dans le circuit à une basse température conduit à réduire fortement la puissance des radiateurs en place). Des pompes à chaleur « haute température » existent également, mais elles sont nettement plus coûteuses et moins efficaces. De plus, la sensibilité aux températures extérieures rend généralement nécessaire l'installation de systèmes d'appoint en complément. Le type de PAC, son dimensionnement et la combinaison avec un système d'appoint sont alors à adapter selon la situation.

Elle peut se substituer complètement au système de chauffage existant, avec le recours à des convecteurs électriques (ce qui a néanmoins des conséquences en période de pointe électrique), ou venir en complément de l'ancienne chaudière (gaz par exemple).

La forte dépendance des performances des pompes à chaleur aux conditions de fonctionnement souligne la nécessité d'accompagner leur installation de travaux de rénovation de l'enveloppe pour les logements mal isolés, et le cas échéant d'adapter les besoins d'appoint, afin d'assurer un rendement optimal de la PAC. Si un surdimensionnement peut engendrer des surcoûts importants (de raccordement, du prix de l'abonnement ou de la consommation, maintenance), un sous-dimensionnement ne permettra pas de chauffer suffisamment et expose à des problèmes¹.

Aujourd'hui, les PAC les plus vendues en France sont les PAC individuelles air-air (75 % des ventes de PAC en 2021), alors même qu'elles ne bénéficient pas des aides MaPrimeRénov', suivies des PAC air-eau (23 % des ventes en 2020)². Les ventes de PAC géothermiques demeurent marginales, notamment du fait de leur prix bien plus élevé par rapport aux autres types de PAC (en moyenne 18 500 euros contre 12 000 euros pour une PAC air-eau par exemple³). Le soutien au déploiement des PAC les plus efficaces dans les meilleures conditions semble donc un enjeu prioritaire.

Le constat selon lequel les potentiels d'abattement de gestes séparés ne s'additionnent pas et les rénovations trop segmentées ne permettent pas d'atteindre l'objectif visé réduit fortement la pertinence du calcul des coûts d'abattement par geste. En ce sens, il paraît difficile d'évaluer la pertinence des rénovations actuelles, largement constituées de rénovations par geste, à l'aune de leurs coûts d'abattement, sans indication du chemin global qui permettra d'atteindre les objectifs fixés (niveau d'efficacité énergétique moyen équivalent à BBC et décarbonation quasi complète du parc). Une approche consistant à considérer des coûts d'abattement d'actions de rénovation globale doit ainsi s'imposer, ou *a minima* de rénovations par étapes cohérentes, dans la mesure où les objectifs de réduction des émissions nécessitent d'atteindre des niveaux de performance élevés. Cela est nécessaire notamment pour aborder la question de l'arbitrage entre isolation et décarbonation du système de chauffage dans une stratégie nationale ambitieuse.

¹ Tels que des problèmes de dégivrage ou de sursollicitation du compresseur de la pompe, réduisant sa durée de vie. Cedeo (2021), « [Tout savoir sur le dimensionnement d'une pompe à chaleur air/eau](#) ».

² Ministère de la Transition écologique (2022), [Chiffres clés des énergies renouvelables – Édition 2022](#), septembre, p. 50.

³ Haut-Commissariat au Plan (2022), « [Responsabilité climatique. La géothermie de surface : une arme puissante](#) », *Ouverture*, n° 12, octobre.

4.4. Tenir compte des effets de report de la décarbonation du vecteur

De façon similaire au secteur des transports ou de l'industrie, une partie de la décarbonation du secteur du bâtiment passera par des « transferts d'usage », au profit de vecteurs moins carbonés et dont le contenu carbone peut être réduit. Ce changement de source énergétique aura donc pour conséquence potentielle de reporter une partie des émissions du secteur du bâtiment vers les secteurs de production d'énergie, en particulier les secteurs de production d'électricité ou de chaleur.

Cela implique deux points de vigilance :

- le premier est la manière dont les émissions évitées sont comptabilisées dans les coûts d'abattement et allouées entre les secteurs. Le choix de la méthode de mesure des émissions doit être cohérent entre tous les secteurs (voir [Annexe 2](#)) ;
- le second est le volume de la demande d'énergie reporté sur les secteurs de production d'énergie décarbonée. Déterminer jusqu'où il est pertinent de réduire la consommation d'énergie par la rénovation profonde, et jusqu'où il est possible de décarboner la consommation d'énergie résiduelle à un coût raisonnable, ne peut se faire sans considération de l'offre des énergies décarbonées.

La prise en compte de cet effet de report appelle à une approche plus systémique des coûts d'abattement. Des approches sectorielles partielles peuvent toutefois rester pertinentes à condition d'intégrer des effets de retour sur les prix ou de fournir des ordres de grandeur de ces reports et de les mettre en regard des potentiels d'offre des énergies décarbonées (électricité, biogaz, chaleur).

4.5. L'apport des coûts d'abattement pour éclairer les enjeux de politique publique

À l'heure actuelle, les données disponibles ne permettent pas de mettre en place un calcul complet. Dans le cadre de ce rapport, seule la méthodologie peut être établie ainsi que quelques tentatives de chiffrage, en partie fondées sur les dires d'experts.

Pour cette raison, il faut appeler à la constitution et à la mise à disposition de bases de données permettant l'application des calculs de coût sur des fondements empiriques robustes. La constitution de telles bases de données impliquerait un suivi et une remontée des informations des travaux de rénovation réalisés sur l'ensemble du territoire. Cela avec une bonne connaissance des actions menées (nature et coût), ainsi que de la situation réelle avant et après travaux (vecteur énergétique, consommation d'énergie et température).

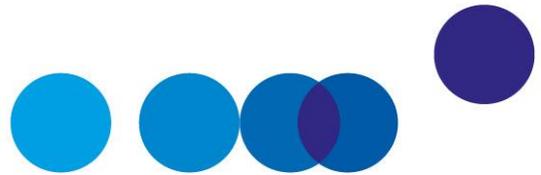
Par ailleurs, dans ce rapport, la stratégie de calcul et l'analyse des coûts d'abattement du secteur du bâtiment portent essentiellement sur la rénovation et le changement de vecteur dans le parc résidentiel. Quelques éléments issus d'une étude réalisée par le CGDD seront présentés sur le parc tertiaire, ainsi que sur le déploiement des réseaux de chaleur urbains à partir d'un cas d'étude (voir Chapitre 4).

Sur la question de l'arbitrage entre rénovation par gestes et rénovation globale, le présent rapport adopte une approche des calculs des coûts d'abattement qui considère en priorité des actions de rénovation globale permettant l'atteinte des étiquettes A, B ou C. Compte tenu de la part importante que représente encore aujourd'hui la rénovation par geste dans les actions réalisées, des travaux ultérieurs pourront compléter l'analyse en apportant des éléments de calcul de coûts d'abattement par geste. Néanmoins, ces résultats devront être interprétés avec précaution et l'évaluation des combinaisons de gestes devra être priorisée.

Concernant l'arbitrage entre performance des rénovations et décarbonation du vecteur, on procède à un exercice de comparaison des coûts d'abattement en fonction du niveau de réduction des émissions de CO₂ atteint entre deux scénarios contrastés, l'un où chaque logement rénové serait systématiquement électrifié et l'autre où seul le fioul serait substitué (voir Chapitre 3). Toutefois, là aussi les résultats reposent sur des hypothèses encore simplistes, qui devront être validées par des évaluations empiriques.

Les coûts d'abattement permettent d'identifier les mesures qu'il serait théoriquement socialement rentable de réaliser à un moment donné, par comparaison avec la valeur de l'action pour le climat. Ils ne peuvent pas, en revanche, être utilisés directement pour calibrer le niveau des instruments comme le montant d'une taxe carbone ou d'une subvention pour une action donnée. Une telle évaluation devrait aussi tenir compte des éléments de la rentabilité privée de l'action¹.

¹ Le calcul de la rentabilité de la rénovation énergétique n'entre pas dans le périmètre du rapport. Elle a fait l'objet d'un travail à part entière restitué dans une note d'analyse de France Stratégie : Aussilloux V., Chabrol F., Giraudet L.-G. et Vivier L. (2021), « [Quelle rentabilité économique pour les rénovations énergétiques des logements ?](#) », *La Note d'analyse*, n° 104, France Stratégie, décembre.



CHAPITRE 2

PRENDRE EN COMPTE LES SPÉCIFICITÉS DU SECTEUR DU BÂTIMENT POUR LE CALCUL DES COÛTS D'ABATTEMENT

Le secteur des bâtiments résidentiels est caractérisé par des contraintes qui lui sont propres. Ces spécificités sont à la fois techniques et liées à l'organisation économique du secteur.

1. Une grande diversité de situations et d'acteurs

1.1. L'hétérogénéité des parcs de bâtiments implique des actions différenciées

En premier lieu, le parc en lui-même est constitué d'une grande diversité de types de bâtiments impliquant des contraintes techniques, des gisements et des solutions de décarbonation différents. Ainsi, les bâtiments de bureau et d'habitation n'ont pas les mêmes contraintes et leur décarbonation n'appelle pas les mêmes types d'actions. Au sein des logements, les immeubles collectifs et les maisons individuelles ont également des caractéristiques distinctes. En outre, les immeubles construits avant les premières réglementations environnementales en 1974 sont nettement moins performants énergétiquement que des immeubles comparables construits dans les années 2000. Les premiers représentent en ce sens un potentiel de réduction d'émissions de GES beaucoup plus grand que les seconds, même si l'atteinte de la neutralité carbone à 2050 implique tout de même une décarbonation du chauffage des seconds.

La localisation dans des zones denses ou encore les caractéristiques architecturales ajoutent des contraintes fortes sur les possibilités de rénovation thermique. En outre, les émissions sont largement réparties entre les différentes catégories de bâtiments et il n'y a pas une catégorie qui représenterait la grande majorité des émissions ou constituerait

le gisement principal sur lequel concentrer l'effort. Par conséquent, l'enjeu stratégique de l'arbitrage entre efficacité énergétique et décarbonation des vecteurs se joue autant à l'échelle du parc dans son ensemble qu'au niveau de chaque bâtiment, en fonction de ses caractéristiques.

L'hétérogénéité des situations implique donc une granularité fine des actions à évaluer. En théorie, l'indépendance relative de ces actions (hors effets d'échelle), qui permet l'additivité des coûts et des réductions d'émissions, autorise le calcul des coûts d'abattement d'actions individuelles à un niveau fin¹. En pratique, en revanche, les données disponibles actuellement limitent fortement la granularité envisageable.

1.2. Des acteurs atomisés, aux comportements hétérogènes

La diversité des acteurs² constitue la seconde dimension de l'hétérogénéité du secteur. Des acteurs aux comportements et capacités à investir diversifiés, s'inscrivant dans des écosystèmes variés, sont amenés à intervenir dans la décarbonation. En particulier, de nombreuses situations génèrent des freins à l'investissement bas-carbone, induisent des coûts de transaction (ou des coûts cachés non monétisés) ou encore réduisent les effets escomptés des actions.

Les problèmes de coordination de cette multiplicité d'acteurs, les freins liés à l'organisation de l'écosystème des entreprises ou les effets rebond potentiels induisent des coûts implicites qui doivent être pris en compte, soit dans le calcul du coût d'abattement, soit dans l'interprétation et l'usage qui en est fait. Cela peut être illustré par quelques exemples présentés ci-dessous.

Les freins à la décision collective dans les copropriétés

Pour toute action au sein d'un immeuble géré par une copropriété, la nécessité d'un accord entre l'ensemble des copropriétaires implique des coûts de coordination très importants et peut constituer une source de blocage de certaines décisions d'investissement.

Ces freins à la décision relèvent avant tout d'un problème organisationnel qu'il n'est *a priori* pas pertinent d'inclure dans le coût d'abattement de sorte à révéler le coût social de ces obstacles : des options d'abattement à coût faible dans des logements en copropriété, bloquées par ce type de freins, révéleraient l'importance de la mise en place de leviers législatifs ou incitatifs permettant de résoudre ces problèmes pour atteindre les objectifs de décarbonation du secteur à moindre coût.

¹ Contrairement au cas du secteur de production d'électricité où les coûts systèmes sont élevés.

² L'atomicité renvoie à la multiplicité des acteurs sur un marché.

Les problèmes d'incitation pour les propriétaires bailleurs

Les décisions de rénovation sont caractérisées par des incitations à investir divergentes entre un propriétaire bailleur, qui met un bien immobilier à disposition sur le marché de la location, et un propriétaire occupant son bien. Le propriétaire bailleur qui investit dans la rénovation supporte les coûts mais ne bénéficie pas directement des gains d'efficacité énergétique et des économies d'énergie réalisées, qui profitent au locataire. Là encore, il n'apparaît pas pertinent d'inclure ce frein dans le calcul des coûts d'abattement, dans la mesure où il relève, comme pour les copropriétés, d'un problème organisationnel dont les coûts d'abattement doivent révéler l'ampleur.

Le rationnement des ménages sous contrainte de crédit

Face à l'ampleur du coût d'investissement dans des travaux de rénovation, la capacité d'un ménage à accéder à un financement s'avère déterminante dans sa décision d'investir dans la rénovation énergétique de son logement. Gillingham et Palmer (2013)¹ expliquent cependant que l'existence d'asymétries d'information entre prêteur et emprunteur amène souvent les prêteurs à ne pas financer des investissements qui seraient rentables à terme (et pour lesquels le risque de défaut est faible), car ils ne peuvent distinguer emprunteurs solvables et « à risque ». Les ménages sont alors susceptibles de faire face à un rationnement du crédit. Pour des acteurs privés, les coûts d'abattement dans la rénovation des bâtiments seront donc en partie dépendants de la nature du financement des investissements, notamment si ces derniers nécessitent un emprunt. Les coûts d'abattement définis dans ce rapport sont calculés du point de vue de la collectivité et ne tiennent pas compte de cette dimension. Ils sont donc indépendants de la source de financement.

Les ménages en situation de précarité énergétique

Selon la loi du 12 juillet 2010 portant sur l'engagement national pour l'environnement, « est en situation de précarité énergétique toute personne qui éprouve dans son logement des difficultés particulières à disposer de la fourniture d'énergie nécessaire à la satisfaction de ses besoins élémentaires, en raison de l'inadaptation de ses ressources ou de ses conditions d'habitat ». Lorsqu'un ménage consacre plus de 8 % de son revenu aux dépenses d'énergie et que son revenu par unité de consommation appartient aux trois premiers déciles, il est considéré comme étant en situation de précarité énergétique. En 2020, cette situation concernait 3,5 millions de ménages en France (ONPE, 2020).

¹ Gillingham K. T. et Palmer K. L. (2013), « [Bridging the energy efficiency gap: insights for policy from economic theory and empirical analysis](#) », *Review of Environmental Economics and Policy*, 8, octobre, p. 18-38.

Ces ménages, en particulier ceux vivant dans une passoire thermique, sont le plus souvent financièrement contraints de limiter leur consommation d'énergie et de sous-utiliser leur système de chauffage (voir notamment Allibe, 2012¹ et Cayla et Osso, 2013²). Dans ce cas, un écart est le plus souvent constaté entre les économies d'énergie attendues par la rénovation et celles effectivement réalisées du fait d'un effet rebond, quand la rénovation rend possible une amélioration significative du confort thermique, avec souvent des impacts notables sur la santé. Cette notion d'effet rebond, développée à la Section 3, est essentielle à prendre en compte dans le calcul des coûts d'abattement effectifs.

1.3. Des coûts cachés divers

Les investissements à réaliser pour atteindre les objectifs de rénovation énergétique des bâtiments ne sont en général évalués qu'à partir des coûts directs en travaux. Néanmoins, les chantiers de rénovation induisent des coûts additionnels dont l'importance potentielle justifierait qu'ils soient pris en compte dans le calcul des coûts d'abattement. Ces coûts additionnels, qu'on appelle ici des coûts « cachés », peuvent être relatifs :

- aux besoins d'information, par exemple concernant les opérations de rénovation à réaliser, d'accompagnement (maîtrise d'œuvre) pour assurer la qualité des travaux, les dispositifs de financement, ou encore le temps de réalisation des travaux ;
- à l'immobilisation du bien, ou plus précisément à la perception de perte de temps ou de confort du résident pendant la durée des travaux (qui peut être associée à un coût d'opportunité) ;
- à certains coûts annexes qui ne seraient pas déjà pris en compte dans le coût des travaux, par exemple les déplacements induits des conduites ou circuits électriques.

Ces coûts cachés sont très difficiles à mesurer et encore davantage à allouer aux différentes actions, étant donné leur nature et leur forte variabilité. Ne pas en tenir compte du fait de l'absence de données pourrait cependant conduire à sous-évaluer significativement les coûts d'abattement. Si ces coûts ne peuvent pas être évalués avec précision, il reste souhaitable d'en estimer un ordre de grandeur (en fonction du coût des travaux, par exemple) et de définir un champ d'incertitudes sur ces coûts intangibles³.

¹ Allibe B. (2012), *Modélisation des consommations d'énergie du secteur résidentiel français à long terme. Amélioration du réalisme comportemental et scénarios volontaristes*, thèse, École des hautes études en sciences sociales.

² Cayla J.-M. et Osso D. (2013), *Does energy efficiency reduce inequalities? Impact of policies in Residential sector on household budget*, ECEEE Summer Study Proceedings, European Council for an Energy Efficient Economy (ECEEE), Toulon/Hyères, France, p. 1247-1257.

³ Dans certaines approches, telles que dans le modèle Res-IRF, ces coûts sont assimilés aux résidus ou aux variables de calage ajoutées aux coûts financiers permettant aux fonctions de décision de reproduire les comportements observés.

2. Les inerties dans la transformation des parcs

2.1. Un enjeu sur les coûts d'abattement davantage porté sur le parc existant que sur la construction neuve

En 2050, 70 % du parc devrait être constitué d'immeubles construits avant 2012 et qui ne respectaient donc pas la norme BBC au moment de leur construction (MTES, 2020¹). La grande partie des efforts de décarbonation du secteur passera donc par des actions de rénovation de ce parc. Cette forte inertie rend d'autant plus nécessaire la mise en cohérence des actions dans le temps. Le niveau d'ambition de décarbonation du secteur implique qu'à terme le parc soit rénové en profondeur dans sa globalité. Ce sont sur ces types d'actions que se concentre le rapport.

Du côté de la construction neuve, il existe un enjeu autour du surcoût de la construction d'un bâtiment performant relativement à un bâtiment peu performant. D'après une étude du CGDD (2015)², le coût d'une construction aux normes BBC est entre 9 % (pour les bâtiments collectifs) et 11 % (pour les logements individuels) plus élevé que le coût d'une construction respectant la réglementation thermique 2005 (RT2005). Ce surcoût peut s'élever jusqu'à 17 % dans l'individuel pour des normes plus exigeantes encore que la norme BBC (par exemple, Bepos : bâtiment à énergie positive). Or, l'évolution de la réglementation vers un parc en moyenne au niveau BBC implique une amélioration tendancielle de la performance moyenne des bâtiments neufs sur l'ensemble du parc qui conduira à réduire l'écart de coût de construction avec les bâtiments peu performants. En outre, ce surcoût initial peut être compensé par les économies liées à la performance du bâtiment (réflexion en coût global). La prise en compte de l'évolution du coût de la construction neuve performante relève donc davantage d'un enjeu lié aux normes de construction que d'un enjeu sur les coûts d'abattement.

2.2. Progrès technique et fort contenu en travail rendent incertaine l'évolution des coûts

Les coûts de rénovation énergétique évoluent relativement peu en tendanciel. Les gains de productivité sont nuls depuis 1995 et la productivité du travail a chuté de 20 % depuis 2001³. En parallèle, les différents indices mis à disposition par l'Insee et appréciant l'évolution des coûts dans le secteur de la construction (voir Graphique 5) mettent en exergue une hausse tendancielle des coûts depuis 2000. À l'avenir, la massification des

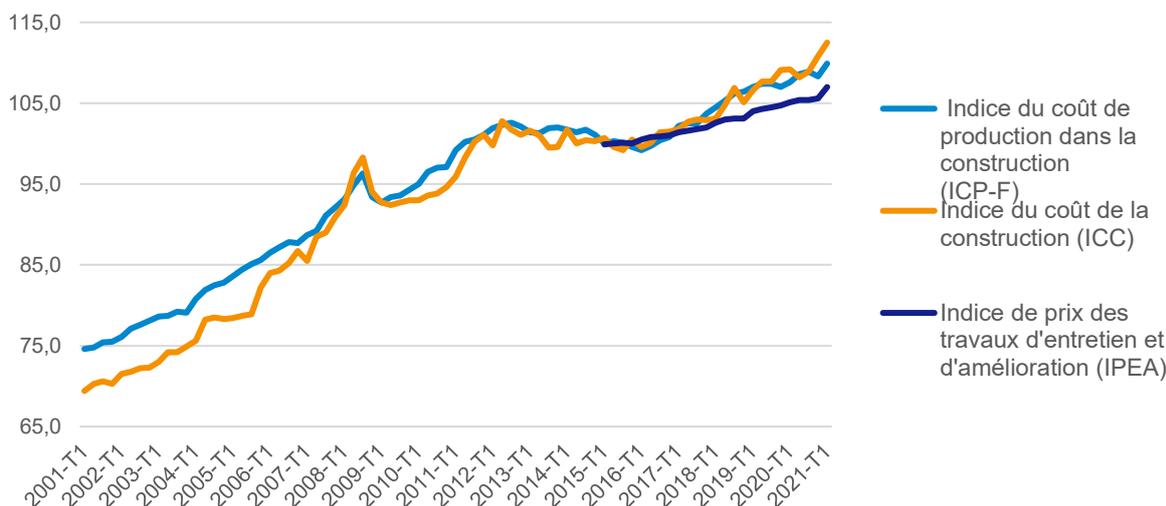
¹ Ministère de la Transition écologique et solidaire (2020), *Stratégie nationale bas-carbone*, mars.

² CGDD (2015), *Un habitat plus compact et moins énergivore : pour quels coûts de construction ?*, *Études & Documents*, n° 135, Service de l'économie, de l'évaluation et de l'intégration du développement durable, décembre.

³ Voir <https://lehub.bpifrance.fr/transformation-digitale-productivite-constructi/>

rénovations et l'augmentation des contraintes environnementales sur le secteur pourraient affecter l'évolution de ces coûts par deux canaux jouant en sens opposé.

**Graphique 5 – Indice de coût et de prix dans la construction
(données mensuelles brutes, référence 100 en 2015)**



Champ : France pour ICP-F et Ipea et France métropolitaine pour ICC.

Lecture : au premier trimestre 2021, l'Ipea augmente de 7,0 % par rapport au premier trimestre 2015.

Source : Insee

Tout d'abord, les progrès technologiques pourraient s'accélérer et tendre à réduire les coûts d'abattement. La transition numérique du secteur, portée notamment en France par le développement du Building Information Modeling (BIM) avec le plan BIM 2022 (lancé en 2019), doit permettre de générer des gains de productivité et de qualité sur l'ensemble de la durée de vie du bâtiment, c'est-à-dire dès la conception et la construction, mais également lors de sa rénovation. Des approches d'industrialisation de la rénovation énergétique performante à l'image d'EnergySprong¹ sont également développées pour améliorer l'efficacité des travaux tout en réduisant leur durée et leur coût. Ce procédé est rendu possible par le ciblage préalable des logements aux besoins semblables, l'achat des matériaux en grandes quantités (et donc à des prix plus bas) auprès des industriels et la conception d'éléments préfabriqués.

Des améliorations peuvent également s'opérer au niveau de la fabrication des composants des bâtiments, avec, par exemple, les matériaux de construction biosourcés

¹ Voir <http://www.planbatimentdurable.fr/energiesprong-le-defi-de-la-renovation-energetique-a1082.html>

ou la filière « sèche » pour le ciment¹. Le recours à des matériaux autres que le béton ou le ciment (biomasse, bois, etc.), en plus d'avoir un impact environnemental moindre (capacité de stockage de carbone, issus de matériaux de proximité), facilite les opérations de construction sur le chantier en réduisant sa durée totale. Un certain nombre de freins au déploiement de ces filières ont été identifiés, à la fois d'ordre technique (manque de compétences quant à l'usage de ces matériaux par les professionnels du bâtiment), culturel, réglementaire, normatif ou assurantiel², et ceux-ci pourraient être levés.

Au-delà des progrès technologiques identifiés, l'amélioration de la coordination entre acteurs, par l'intervention d'un maître d'œuvre ou d'un groupement d'artisans, a un rôle à jouer dans l'optimisation du déroulé du chantier pour en limiter le coût.

Néanmoins, l'accroissement des objectifs de rénovation pourrait accentuer les tensions sur le marché des matériaux et sur le marché du travail, et augmenter les coûts. Sur le marché du travail, des difficultés de recrutement dans le secteur sont déjà présentes en France (80 % des entreprises du secteur déclarent peiner à recruter, d'après l'Observatoire des métiers du BTP³). Le nécessaire renforcement de la qualification des travailleurs (et donc de leur salaire) entraîne un risque de saturation des compétences et de friction sur le marché de la rénovation. Dans cette configuration, l'offre de main-d'œuvre qualifiée peut devenir insuffisante par rapport à la demande découlant des objectifs nationaux. L'adaptation des offres de formation à la massification de la rénovation et au déploiement des matériaux faiblement carbonés, répondant à la montée en compétences requise pour les artisans du bâtiment (en particulier dans les TPE et PME), fait partie des orientations de la SNBC pour les politiques d'urbanisme et d'aménagement. Enfin, la nature moins productive des petits chantiers de rénovation, par rapport à la construction neuve ou à la réhabilitation d'ampleur, est susceptible de ralentir la massification de la rénovation. La moindre rentabilité du secteur pour les artisans du bâtiment pourrait diminuer l'offre et ralentir le rythme de la rénovation.

D'un côté, le progrès technique peut faire espérer une baisse des coûts, de l'autre, les contraintes découlant de la nécessaire massification des chantiers de rénovation font craindre des tensions sur le marché. En somme, la résultante sur l'évolution des coûts reste très incertaine. Pour cette raison, des tests de sensibilité sont réalisés dans les deux sens dans ce rapport.

¹ La filière « sèche » consiste à ne pas utiliser d'eau dans la construction d'un bâtiment, en mobilisant des matériaux de construction autres que le béton et le ciment, tels que le bois ou l'acier.

² À titre d'illustration, la filière chanvre a bénéficié en 2018 d'un programme de rédaction de nouvelles règles professionnelles, d'amélioration de sa prise en compte dans la réglementation thermique, d'essais de résistance au feu ou encore de rédaction de guides pédagogiques : ministère de la Transition écologique (2021), *Matériaux de construction biosourcés et géosourcés*.

³ Observatoire des métiers du BTP (2021), *Les métiers en tension dans le secteur du bâtiment*.

3. Des effets rebond difficiles à évaluer

3.1. Définition de l'effet rebond et fondements empiriques

L'effet rebond soulève de nombreux débats autour des impacts potentiels des politiques d'efficacité énergétique. Conventionnellement, il se définit comme la différence entre la réduction de consommation d'énergie effective et la réduction de consommation d'énergie théorique anticipée exprimée en pourcentage de cette dernière. En 1865, Jevons¹ faisait le constat dans ses travaux que les gains d'efficacité énergétique conduisaient à accroître la consommation de charbon au lieu de la réduire. Cet effet rebond, qualifié de « *backfire* », ferait plus que compenser les gains d'efficacité et rendrait donc les politiques d'efficacité énergétique potentiellement contreproductives. Ce phénomène recouvre cependant une pluralité de mécanismes et il est alimenté par différents canaux directs à l'échelle individuelle (microéconomique), comme indirects à l'échelle du système économique global (macroéconomique).

L'effet rebond direct se mesure à l'échelle du consommateur. L'amélioration de l'efficacité d'un service énergétique permet une diminution de son prix (il devient moins cher de se chauffer à une température donnée). L'effet rebond direct est alors la combinaison :

- d'une redirection de la consommation vers le service énergétique devenu moins coûteux, qualifié d'effet de substitution, ainsi que vers des produits complémentaires à celui-ci au détriment de biens et services substituables ;
- et d'une hausse du pouvoir d'achat, permettant un accroissement du niveau de consommation globale, qualifié d'effet revenu.

À titre d'illustration, un système de chauffage plus efficace incite à se chauffer davantage car il permet d'atteindre une température supérieure pour un même niveau de consommation d'énergie. Ainsi, l'effet rebond direct peut se traduire par une augmentation de la température intérieure du logement.

Au niveau macroéconomique, l'accumulation des effets individuels est susceptible d'entraîner des rétroactions sur le système économique, là encore par divers canaux :

- en premier lieu, l'amélioration de l'efficacité énergétique entraîne une baisse du prix et de la demande d'énergie. En retour, la baisse du prix tend à accroître la demande d'énergie, ce qui amortit la réduction initiale (ainsi que la baisse du prix). Cet effet de

¹ Stanley Jevons W. (1865), *The Coal Question: An Inquiry Concerning the Progress of the Nation and the Probable Exhaustion of Our Coal Mines*, Londres, MacMillan, p. 140.

marché (ou effet prix) dépend des comportements d'offre et de demande : plus l'offre est inélastique et plus la demande est élastique, plus l'effet rebond est important ;

- en parallèle, l'amélioration de l'efficacité énergétique du système productif encourage la substitution entre facteurs au profit des facteurs consommateurs d'énergie. Elle conduit de plus à accroître la productivité globale et à stimuler la croissance par des mécanismes de réallocation sectorielle (hausse des rendements relatifs du secteur concerné), d'innovation induite (gains d'efficacité dans d'autres secteurs du fait des externalités) et de multiplicateur keynésien (gains réinvestis dans d'autres activités consommatrices d'énergie et d'autres ressources). La combinaison de ces trois mécanismes forme un effet croissance qui contribue à renforcer *in fine* la demande d'énergie, ce qui tend à amortir l'effet prix initial.

Malgré le nombre de travaux sur le sujet, l'ampleur de l'effet rebond en général et de ses différentes composantes reste à ce jour encore mal évaluée empiriquement, avec des estimations très contrastées. Cette forte hétérogénéité des résultats tient à la fois à la définition du concept même, parfois variable d'une étude à l'autre, à la qualité des données et aux méthodologies empiriques mobilisées pour les mesurer. Les principaux travaux académiques repris ici sont ceux décrits dans un article de référence de Gillingham, Rapson et Wagner (2016)¹.

Les évaluations empiriques de l'effet rebond direct sont les mieux documentées, au travers d'estimations de l'élasticité prix de la consommation d'énergie. Pour autant, elles aboutissent à des estimations variables d'une étude à l'autre. D'après Gillingham *et al.* (2016), les élasticités à court et moyen terme mesurées pour la consommation d'essence et d'électricité sont généralement comprises entre -0,05 et -0,4, soit un effet de rebond direct moyen de l'ordre de 5 % à 40 % de la consommation attendue (de 5 % à 25 % dans la plupart des études). Autrement dit, la consommation d'énergie serait, *in fine*, entre 5 % et 40 % plus élevée qu'attendue. Dans le cas des consommations d'énergie de chauffage, des effets rebond pouvant atteindre 60 % sont mesurés². Néanmoins, les considérations méthodologiques conduisent à penser que les estimations les plus robustes de l'effet rebond direct se situeraient autour de 20 % de la consommation attendue en moyenne³.

¹ Gillingham K., Rapson D. et Wagner G. (2016), « [The rebound effect and energy efficiency policy](#) », *Review of Environmental Economics and Policy*, 10(1), p. 68-88.

² Belaïd F., Bakaloglou S. et Roubaud D. (2018), « [Direct rebound effect of residential gas demand: Empirical evidence from France](#) », *Energy Policy*, 115, avril, p. 23-31.

³ Sorrell S., Dimitropoulos J. et Sommerville M. (2009), « [Empirical Estimates of the Direct Rebound Effect: A Review](#) », *Energy Policy*, 37(4), 2009, p. 1356-1371.

D'un individu à l'autre, l'effet rebond direct peut varier fortement selon le revenu ou la performance du logement¹. En tout état de cause, les effets rebond les plus élevés concernent essentiellement les ménages en sortie de précarité énergétique, lorsque les gains d'efficacité thermique permettent un relâchement de la contrainte de budget et une amélioration du confort (voir Section 1.2). L'effet est *a priori* de moins grande ampleur chez les ménages à hauts revenus, initialement non limités par une contrainte de budget.

Peu d'études sont consacrées aux effets indirects. En outre, la quantification des effets macro-économiques est particulièrement délicate du fait de la complexité et de l'intrication des mécanismes en jeu avec le reste du système économique. Une partie d'entre elles vise à refléter l'impact de la diminution du prix du service énergétique sur la consommation d'autres biens², or les résultats dépendent fortement des hypothèses sur la composition de la consommation d'une source additionnelle de revenu. Celle-ci est le plus souvent considérée comme étant égale au contenu énergétique ou carbone de la consommation moyenne. Les mesures de l'effet de marché, fondées sur l'estimation des élasticités de l'offre et de la demande, sont, elles aussi, d'une fiabilité limitée et seules des plages de valeur peuvent être proposées en analyses de sensibilité³. Enfin, l'estimation empirique de l'effet croissance, bien qu'il ne constitue pas la principale composante d'un éventuel *backfire*, est rendue quasiment impossible par l'imbrication des mécanismes économiques et la complexité du système économique. Là encore, seuls quelques travaux peuvent être utilisés pour alimenter des analyses de sensibilité (de 11 % à 21 % selon Barker *et al.*, 2007⁴ et 2009⁵).

Les évaluations des composantes de l'effet rebond ne sont pas additives et l'effet cumulatif global dépend des situations. En fin de compte, Gillingham *et al.* (2016) estiment que l'effet rebond agrégé ne devrait vraisemblablement pas être supérieur à 60 %⁶. Malgré les incertitudes, cela reste loin d'un effet *backfire*, dans lequel la consommation serait, *in fine*, supérieure.

¹ Cayla J.-M. et Osso D. (2013), *Does energy efficiency reduce inequalities?...*, *op. cit.*

² Par exemple, acheter un billet d'avion avec les gains pécuniaires issus de l'amélioration d'efficacité : voir Daumas L. (2020), « *Is the transition doomed to fail due to a rebound effect?* », *Regards croisés sur l'économie*, n° 25(1), janvier, p. 189-197.

³ L'offre est contrainte à court terme par des contraintes de capacité, mais plus élastique à long terme, portée par les innovations constatées dans l'extraction du pétrole ou la production d'électricité d'origine renouvelable.

⁴ Barker T., Ekins P. et Foxon T. (2007), « *The macro-economic rebound effect and the UK economy* », *Energy Policy*, 35(10), octobre, p. 4935-4946.

⁵ Barker T., Dagoumas A. et Rubin J. (2009), « *The macroeconomic rebound effect and the world economy* », *Energy Efficiency*, 2(4), mai, p. 411-427.

⁶ Cette estimation de 60 % est basée sur un rebond microéconomique à long terme de 30 %, un effet prix macroéconomique de 25 % et un effet sur la croissance macroéconomique de 5 % (compte tenu des estimations de l'effet des autres rebonds), mais la répartition peut varier selon le contexte.

3.2. Recommandations pour la prise en compte des effets rebond dans le calcul du coût d'abattement

Si le phénomène de *backfire* n'est pas démontré, les niveaux estimés de l'effet rebond montrent que celui-ci est susceptible d'affecter significativement les coûts d'abattement des travaux de rénovation. Il est donc indispensable d'en tenir compte, avec précaution.

Premièrement, l'effet rebond n'agit pas sur les mêmes variables du calcul selon le canal. Ainsi, l'effet rebond direct viendrait réduire les gains de facture énergétique au numérateur et les émissions évitées de GES au dénominateur du ratio des coûts d'abattement (€/tCO₂), tandis que l'effet rebond indirect agirait sur d'autres variables de dépenses (consommation générale) en plus de réduire le niveau d'émissions au dénominateur.

Deuxièmement, la prise en compte d'un effet rebond ne peut se dissocier de la prise en compte des autres changements qui l'accompagnent, comme les cobénéfices. Le coût d'abattement doit en effet refléter l'efficacité socioéconomique globale de l'action de décarbonation, et intégrer l'effet rebond sans ses contreparties biaiserait fondamentalement le calcul.

En particulier, dans la plupart des cas, l'effet rebond conduit à des gains de bien-être (*i. e.* de confort ou de santé) qu'il est nécessaire d'intégrer. De la même façon, l'innovation et la croissance économique engendrées par les gains d'efficacité doivent être prises en compte car elles peuvent réduire l'effet négatif du rebond macroéconomique. Les politiques d'atténuation de l'effet rebond ne seraient alors pas justifiées économiquement et pourraient même réduire le bien-être, dès lors que les gains privés sont supérieurs aux coûts externes associés¹.

Troisièmement, les calculs des coûts d'abattement sont réalisés dans le cadre d'un scénario de référence supposé intégrer les changements liés aux rétroactions macroéconomiques. En particulier, les trajectoires de prix des énergies sont supposées compatibles avec la trajectoire de décarbonation souhaitée. Si ces trajectoires sont la résultante du cumul des actions dont on cherche à évaluer le coût, intégrer les effets de retour macroéconomique dans le coût d'abattement dans un champ donné doit être fait en cohérence avec le calcul des coûts d'abattement dans les autres. Néanmoins, dans une approche dite « ingénierie », négliger ces effets de retours macroéconomiques associés à une action peut rester une approximation raisonnable.

Sur la base de ces considérations, il apparaît pertinent de tenir compte, dans le calcul du coût d'abattement, des effets rebond directs associés à la sous-consommation initiale des

¹ Cet effet contre-productif conduit Gillingham *et al.* (2016) à conclure « *Don't mitigate rebound, maximize welfare* » (« [The rebound effect and energy efficiency policy](#) », *op. cit.*).

ménages (*pre-bound effect*) et des cobénéfices associés, en particulier ceux sur la santé (dont l'intégration est présentée *infra* dans la Section 4). Les estimations de Cayla et Osso (2013)¹ permettent de calibrer un taux d'utilisation du système de chauffage par les ménages en fonction de leur revenu et des caractéristiques de leur logement. En l'absence d'estimations précises, un écart de performance de l'ordre de 20 % au niveau agrégé semble réaliste (assimilable à un effet rebond global de 20 %). Si ces effets rebond peuvent varier fortement à l'échelle d'une action, des tests de sensibilité peuvent être réalisés de sorte à couvrir une plage de 0 % à 40 % au niveau agrégé.

Ces constats confortent le choix d'une approche par une estimation des effets de premier ordre, ne tenant pas compte des canaux macroéconomiques indirects de l'effet rebond dans le calcul du coût d'abattement.

3.3. Au-delà de l'effet rebond, les asymétries d'information peuvent affecter la qualité des travaux

Au-delà de l'effet rebond, la littérature ne conclut pas systématiquement que la rénovation aboutit à une réduction significative des consommations d'énergie et des émissions de CO₂, ou en tout cas pas autant qu'escompté.

Des évaluations économétriques *ex post* des résultats obtenus de la rénovation ont estimé une différence parfois importante entre les résultats anticipés *ex ante* par les modèles d'ingénierie et les résultats effectivement observés. Un « essai randomisé contrôlé » réalisé aux États-Unis (Fowlie *et al.*, 2018²) portant sur un programme de financement de la rénovation des logements de ménages modestes, a montré que le coût de la rénovation est en moyenne deux fois supérieur aux bénéfices actualisés³ cumulés en termes de réduction de facture énergétique. La baisse de la consommation énergétique équivaut à environ 40 dollars par an pour 1 000 dollars investis, ce qui ne représente que la moitié de l'effet de la rénovation anticipé *ex ante*. L'effet rebond direct pourrait expliquer les écarts de performance mesurés, toutefois cela n'a pas pu être mis en évidence par l'étude de Fowlie *et al.*, qui ne trouve pas d'effet significatif en contrôlant la température du logement. L'étude conclut que la surestimation des économies d'énergie anticipées par les modèles d'ingénierie est une explication probable de ces écarts. Il convient toutefois de préciser que cette étude base son analyse sur des travaux dont les montants (en moyenne 5 000 dollars par ménage), sont financés entièrement via le programme. Cela laisse à penser qu'il s'agit d'une rénovation partielle, d'un ou quelques gestes. L'efficacité de la rénovation peut par conséquent s'en

¹ Cayla J.-M. et Osso D. (2013), *Does energy efficiency reduce inequalities?...*, *op. cit.*

² Fowlie M., Greenstone M. et Wolfram C. (2018), « *Do energy efficiency investments deliver? Evidence from the Weatherization Assistance Program* », *The Quarterly Journal of Economics*, 133(3), août, p. 1597-1644.

³ Au taux de 3 % en analyse principale.

retrouver amoindrie¹. À ce titre, l'étude du projet « *Perf in Mind* » financé par l'Ademe² a montré que les rénovations complètes et performantes conduisent à des consommations d'énergie finale en moyenne de 45 kWh/m²/an, soit similaires au niveau BBC attendu.

Blaise et Glachant (2019)³ et Glachant *et al.* (2020)⁴ montrent de leur côté que les effets des travaux sur la facture énergétique sont très modestes. Glachant *et al.* (2020) estiment que celle-ci ne diminue en moyenne que de 12 % (soit 160 euros par an) pour 12 000 euros investis, et les réductions d'émissions de CO₂ évitées qui en découlent sont évaluées à hauteur de 22 %, soit 760 kg par an. Ce montant d'investissement correspond toutefois à la dépense moyenne par logement dans la rénovation énergétique d'après l'enquête *Travaux de rénovation énergétique des maisons individuelles* (Trémi) de 2017, soit des rénovations de petite ampleur dont le résultat en termes d'économies d'énergie est de fait limité.

Un autre facteur d'écart entre résultats attendus et observés, prenant une place de plus en plus importante dans le débat public, est l'existence de problèmes de qualité de la rénovation. L'« effet qualité » implique que l'efficacité de la rénovation est surestimée, du fait de la qualité insuffisante des travaux réalisés par les artisans ou les entreprises.

Le secteur de la rénovation est sujet à une imperfection de marché importante liée à l'asymétrie d'information entre le client et l'entrepreneur sur la qualité des travaux réalisés⁵. Cette imperfection de marché conduit à un processus concurrentiel inefficace diminuant la qualité offerte sur le marché⁶ : le client fait son choix sur la base du prix mais n'a pas l'information suffisante pour tenir compte de la qualité. Cela a un impact direct sur le niveau des économies d'énergie effectives (potentiellement moins importantes qu'anticipé, si les travaux menés sont de mauvaise qualité) et donc sur les coûts d'abattement. Cette défaillance de marché peut être prise en compte en considérant directement les réductions effectives

¹ Ademe, Dorémi et Enertech (2021), *La rénovation performante par étapes. Étude des conditions nécessaires pour atteindre la performance BBC rénovation ou équivalent à terme en logement individuel*, rapport, janvier, p. 8.

² Étude coordonnée par Enertech, avec Effinergie, Médiéco et l'Institut négaWatt. Pour consulter le rapport final (2021), voir <https://www.effinergie.org/web/perfinmind>.

³ Blaise G. et Glachant M. (2019), « Quel est l'impact des travaux de rénovation énergétique des logements sur la consommation d'énergie ? Une évaluation *ex post* sur données de panel », *Revue de l'Énergie*, n° 646, septembre-octobre, p. 46-60.

⁴ Glachant M., Kahn V. et Lévêque F. (2020), *Une estimation économétrique de l'impact des travaux de rénovation énergétique sur la consommation d'énergie et les émissions de carbone*, Résultats du module 2 de l'étude « Analyse économique et économétrique du dispositif des Certificats d'économies d'énergie », Mines Paris Tech – PSL, octobre.

⁵ Voir par exemple le cas d'étude appliqué en Floride dans Giraudet L.-G., Houde S. et Maher J. (2018), « Moral hazard and the energy efficiency gap: Theory and evidence », *Journal of the Association of Environmental and Resource Economists*, 5(4), p. 755-790.

⁶ Akerlof G. (1970), « The market for "lemons": Quality uncertainty and the market mechanism », *Quarterly Journal of Economics*, vol. 84(3), p. 488-500.

observées (et non théoriques) de l'action considérée. Un coût attribué à la formation des artisans réalisant les travaux de meilleure qualité ou encore un coût lié au contrôle de la réalisation des travaux pourraient en outre être ajoutés. Les données et les travaux empiriques sont à l'heure actuelle encore trop peu nombreux et ne permettent pas d'évaluer un ordre de grandeur robuste de l'impact de ce phénomène sur les coûts d'abattement.

4. Des cobénéfices pour la santé très significatifs

Les bénéfices des rénovations ne se limitent pas aux économies de facture énergétique. Ils s'accompagnent en premier lieu de gains de confort et de bien-être qui restent toutefois difficiles à monétiser. Ces gains peuvent, dans une certaine mesure, être reflétés par une plus-value sur le marché de l'immobilier, par rapport à d'autres biens aux caractéristiques communes mais moins performants. Cependant, cette « valeur verte », telle que définie par la dernière étude des Notaires de France (2021)¹, ne constitue pas un cobénéfice social en tant que tel, dans la mesure où le gain perçu par le vendeur du bien est répercuté comme un coût monétaire supplémentaire pour l'acheteur (hausse du prix d'achat). Cette valeur verte constitue en quelque sorte un transfert de coûts équivalents de rénovation.

Au-delà d'un gain de confort, des gains sanitaires peuvent être observés lorsque l'état initial du logement est à l'origine d'effets négatifs sur la santé. Ces gains doivent être pris en compte dans le coût d'abattement. Un certain nombre de risques pour la santé sont associés aux conditions de logement et de chauffage. La mauvaise qualité thermique des logements peut être responsable de problèmes de température trop basse ou trop élevée, d'humidité, de moisissures, ou encore de baisse de la qualité de l'air intérieur. Une exposition prolongée à ces risques est susceptible d'entraîner diverses pathologies (maladie coronarienne, maladies respiratoires, troubles de la santé mentale), se révélant parfois fatales pour les occupants : 30 % de la surmortalité hivernale serait ainsi due à l'inefficacité énergétique des logements².

Les conditions de logement et les risques sur la santé qui en résultent dépendent de la capacité des ménages à financer leurs dépenses énergétiques. Les ménages occupant des logements particulièrement inefficaces doivent assumer des dépenses plus importantes pour subvenir à leurs besoins énergétiques. Or, la contrainte financière à laquelle font face les ménages les plus modestes ne leur permet pas de satisfaire ces besoins et donc de se chauffer suffisamment en hiver. Pour les personnes en situation de précarité énergétique, la contrainte peut se répercuter sur d'autres besoins comme l'accès à une alimentation saine ou à des soins, accentuant les effets néfastes sur leur santé. Les rénovations énergétiques

¹ Notaires de France (2021), *Performance énergétique : la valeur verte des logements*.

² Rudge J. (2011), « Indoor cold and mortality », in Braubach M., Jacob D. E. et Ormandy D. (dir.), *Environmental Burden of Disease Associated with Inadequate Housing*, WHO European Office, p. 81-95.

constituent dans ce cas un véritable levier d'action face à ces risques sanitaires et les bénéfices associés doivent être intégrés dans le calcul des coûts d'abattement.

Le rapport du groupe de travail sur l'évaluation socioéconomique des effets de santé des investissements publics (CGDD, France Stratégie et SGPI, 2022¹) fournit une méthodologie pour l'évaluation monétaire des bénéfices de santé de la rénovation énergétique des logements (voir section 2.3. de l'Annexe 4). Elle est largement fondée sur des travaux menés en Angleterre ayant conduit à l'élaboration de la méthode *Housing Health and Safety Rating System* (HHSRS)², et sur la réplique sur des données françaises faite par le service des études médicales d'EDF³. Selon cette méthodologie, seul l'impact sur la santé associé à l'amélioration de la performance thermique du logement est pris en compte, et uniquement sur les risques associés aux températures intérieures trop basses⁴.

Sur cette base, 1,3 million de logements⁵ (4,6 % du parc total) seraient concernés par un risque significatif sur la santé lié à l'inefficacité énergétique. D'après les travaux anglais HHSRS, 1/18 de ces logements seraient effectivement concernés par un événement de santé chaque année, et même plus lorsque les occupants ont des revenus faibles⁶ (voir Tableau A8 en Annexe 4).

En moyenne, à partir des hypothèses décrites en annexe, le groupe de travail estime que chaque logement inefficace énergétiquement coûterait en moyenne 7 500 euros par an, réparti en 400 euros de coûts médicaux, 1 400 euros de perte de bien-être liée à la maladie et 5 700 euros de coût social de mortalité. Ce coût serait particulièrement élevé chez les ménages les plus précaires (33 000 euros). Toujours selon ce groupe de travail, les cobénéfices de santé apportés par la rénovation ambitieuse de 1,3 million des logements les plus énergivores représenteraient chaque année 525 millions d'euros de coûts de santé économisés par la sécurité sociale, 1,7 milliard d'euros de gains en bien-être pour les occupants de ces logements, et 2 100 décès évités, soit un coût social de mortalité évité de 7,4 milliards d'euros.

¹ CGDD, France Stratégie et SGPI (2022), *Évaluation socioéconomique des effets de santé des projets d'investissement public*, sous la direction de Benoît Dervaux et Lise Rochaix, mars.

² University of Warwick London School of Hygiene et Tropical Medicine (2003), *Statistical Evidence to Support the Housing Health and Safety Rating System*, t. 1, *Project Report*, Londres, Office of the Deputy Prime Minister.

³ Cette méthodologie est largement fondée sur des travaux menés en Angleterre ayant conduit à l'élaboration de la méthode HHSRS et sur sa réplique sur des données françaises. Voir Ezratty V., Ormandy D., Laurent M.-H., Duburcq A., Lenchi C., Boutière F. et Lambrozo J. (2017), « *Fuel poverty in France: Adapting an English methodology to assess the health cost implications* », *Indoor and Built Environment*, 26(7), juin, p. 999-1008.

⁴ Les effets sur la santé associés à l'humidité et aux moisissures, bien que concomitants aux températures intérieures basses, ne sont pas pris en compte ici, tout comme les risques associés aux températures particulièrement hautes.

⁵ En se basant sur les 4,8 millions de passoires énergétiques en 2018 estimées par Merly-Alpa T., Riedinger N. et Baudry M. (2020), *Le parc de logements par classe de consommation énergétique au 1^{er} juillet 2018*, Document de travail, n° 49, Observatoire national de la rénovation énergétique, septembre.

⁶ Ezratty V. et al. (2017), « *Fuel poverty in France...* », *op. cit.*

Ces résultats représentent des premiers ordres de grandeur des bénéfices de santé permis par la rénovation énergétique. Ils sont toutefois à considérer avec précaution, les preuves empiriques restant fragiles. Pour gagner en précision, des évaluations empiriques sur des données françaises robustes sont nécessaires. Des travaux analysant le croisement de données relatives aux caractéristiques des logements (dont le chauffage) et des occupants (les revenus) avec des données de santé seraient en ce sens très utiles. En outre, ces travaux portent uniquement sur les effets sur la santé liés aux températures trop basses dans les logements. L'augmentation des épisodes caniculaires pourrait avoir des effets sanitaires spécifiques qu'il faudrait prendre en compte, notamment dans les passoires énergétiques.

5. Principes méthodologiques additionnels

5.1. La mesure des émissions sur la base des étiquettes de performance énergétique et des vecteurs énergétiques

En France, la performance énergétique d'un bâtiment est appréciée par sept étiquettes, établies par un DPE : de A pour les bâtiments les plus efficaces, à G pour les moins efficaces. L'élaboration d'un DPE repose sur une méthodologie définie depuis 2006 et réformée en 2021 (voir Encadré 2).

Les étiquettes de performance énergétique des DPE renvoient à des fourchettes de consommation énergétique pour un certain nombre d'usages. Avant la réforme, l'évaluation de cette consommation énergétique globale était établie selon la méthode de calcul de la consommation conventionnelle des logements (3CL) pour tous les logements construits après 1948¹ et sur la base des factures énergétiques pour les logements construits antérieurement, et elle se limitait à trois usages (chauffage, eau chaude sanitaire (ECS), électricité spécifique). Depuis la réforme, la méthode 3CL s'applique désormais à l'ensemble des logements et l'évaluation porte sur cinq usages (chauffage, ECS, électricité spécifique, ainsi que la climatisation et l'éclairage).

La consommation moyenne d'énergie définie par cette méthode est appelée « consommation conventionnelle ». Elle représente le niveau de consommation prédit par des modèles de simulation thermique pour répondre à un certain niveau de confort². La consommation conventionnelle peut être très différente de la consommation réelle (ou effective) observée sur les factures énergétiques et peut être à l'origine d'écarts entre

¹ Pour les logements construits avant 1948, l'établissement des étiquettes DPE se base sur la consommation effective obtenue avec les factures énergétiques.

² Sauf pour les DPE de logement datant d'avant 1948.

les économies d'énergie prédites et les économies effectives à la suite des travaux de rénovation, phénomène souvent désigné sous le nom de *performance gap*.

Pour le calcul des coûts d'abattement, il est donc nécessaire de s'approcher le plus possible des consommations réelles en intégrant notamment dans le calcul les différentes sources de ce *performance gap*, comme, par exemple, un taux d'utilisation du système de chauffage.

La consommation donnée par le DPE est exprimée en énergie primaire, c'est-à-dire l'énergie mobilisée à l'entrée dans le système énergétique. L'énergie finale correspond quant à elle à la quantité d'énergie consommée par l'utilisateur final, après transformation par le système énergétique. Pour obtenir une équivalence entre énergie primaire et finale, il est nécessaire d'appliquer un coefficient de conversion. Le gaz, le fioul et le bois étant des énergies primaires, leur coefficient est égal ou proche de 1. En revanche, l'électricité n'est obtenue qu'après un processus de transformation et d'acheminement d'une ressource primaire. Afin de tenir compte de la totalité de l'énergie consommée en amont, un coefficient doit être appliqué à la consommation d'électricité¹. Ce coefficient était de 2,58 et, depuis la réforme, il est désormais établi à 2,3.

La réforme du DPE, prévue dans la loi Elan de 2018, est entrée en vigueur le 1^{er} juillet 2021 et tous les nouveaux DPE doivent être établis selon la nouvelle méthodologie. Néanmoins, à l'heure actuelle, les données disponibles sont encore fondées sur l'ancienne définition.

Pour convertir une quantité d'énergie entrant dans un bâtiment en quantité de gaz à effet de serre, on applique un facteur d'émissions ou contenu carbone². Le contenu carbone d'un vecteur énergétique englobe les émissions émises à deux niveaux : en amont lors de la phase de production et de transport du combustible, et d'autre part lors de la combustion du combustible.

Les valeurs de référence du contenu carbone des vecteurs énergétiques qui servent de base à la réglementation, exprimées en gCO₂/kWh, sont notamment recensées dans la Base Carbone® mise à disposition par l'Ademe³. La méthode de référence de calcul des facteurs d'émissions pour l'électricité est récemment passée d'une approche « saisonnalisée par usage » à une approche « mensualisée par usage ». C'est cette méthode qui a été retenue dans le cadre de la RE2020, qui amène à réviser dans une certaine mesure le contenu carbone de l'électricité pour l'usage du chauffage.

¹ À noter que l'application de ce coefficient a pour conséquence de « pénaliser » les logements chauffés à l'électricité dans l'établissement des étiquettes DPE, dont la consommation est exprimée en énergie primaire. Ce coefficient est revu à la baisse dans la RE2020 à 2,3.

² Voir https://www.legifrance.gouv.fr/jorf/article_jo/JORFARTI000043936500.

³ Voir <https://www.bilans-ges.ademe.fr/fr/accueil/contenu/index/page/presentation/siGras/0>.

Encadré 2 – La réforme du diagnostic de performance énergétique (DPE)

Depuis le 1^{er} juillet 2021 :

- l'établissement des étiquettes intègre, en plus de la composante en termes de consommation d'énergie (exprimée en kWh d'énergie primaire/m²/an), une composante climatique relative aux émissions de gaz à effet de serre (exprimée en kg CO₂eq /m²/an) ;
- la mesure de la consommation d'énergie est basée sur cinq usages et non plus trois : chauffage, eau chaude sanitaire (ECS), électricité spécifique, ainsi que la climatisation et l'éclairage ;
- la durée d'un DPE a été abaissée à dix ans ;
- la méthode de calcul 3CL s'applique désormais à l'ensemble des logements ;
- le DPE devient juridiquement opposable ;
- le DPE intègre des propositions de scénarii de travaux de rénovation, en donnant la facture énergétique théorique atteinte grâce à ces travaux (à partir de janvier 2022) ;
- le coefficient de conversion de l'électricité en énergie primaire passe de 2,58 à 2,3.

Source : <https://www.ecologie.gouv.fr/diagnostic-performance-energetique-dpe>

5.2. Le coût d'opportunité des fonds publics (COFP) dans le cas des rénovations énergétiques

Le coût marginal d'opportunité des fonds publics (COFP) vise à quantifier les distorsions économiques causées par la dépense publique mobilisée pour les investissements publics, elle-même généralement financée par des prélèvements fiscaux¹. Ce prélèvement par l'impôt modifie les prix relatifs et est coûteux du point de vue de l'efficacité socioéconomique. Ainsi, pour chaque euro prélevé par la puissance publique, l'impact potentiellement négatif sur le bien-être socioéconomique qui en découle est de $(1 + \gamma)$, montant qui correspond au COFP. La commission Quinet recommande d'appliquer un COFP de 1,2. Pour le calculer, il faut évaluer la variation des dépenses nettes de l'État, et multiplier ce montant par un coefficient de 20 %.

Des difficultés peuvent toutefois être relevées quant à la prise en compte du COFP dans le coût d'abattement d'une action de décarbonation telle que la rénovation énergétique. En effet, le COFP dépend du niveau de sollicitation des finances publiques, qui dépend lui-même des

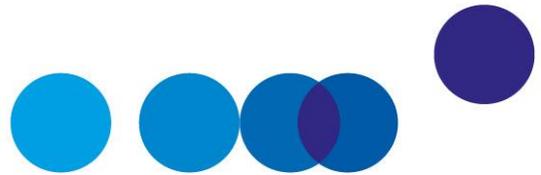
¹ Quinet É. (2013), *L'évaluation socioéconomique des investissements publics*, Rapports & Documents, France Stratégie, septembre.

mesures qui seront prises pour déclencher les investissements nécessaires. Ces mesures concernent la fiscalité, les subventions directes, les obligations, les normes... Ces différents leviers d'action publique ont un impact très différent sur les finances publiques. L'évaluation du coût d'abattement se place ici en amont de la décision publique et ne peut donc pas préjuger des mesures qui seront prises. En revanche, il est possible de mesurer l'impact des investissements de rénovation sur les consommations d'énergie et donc sur les niveaux de recette des taxes appliquées à l'énergie (en supposant celles-ci constantes au cours du temps). Le choix a été fait de n'évaluer que le COFP associé à l'impact sur les taxes énergétiques en cohérence avec la méthodologie retenue pour les autres secteurs.

5.3. La question de l'adaptation au changement climatique

Si les opérations de rénovation énergétique répondent au besoin de réduire la consommation d'énergie et les émissions de CO₂ des bâtiments, elles doivent également répondre aux autres enjeux du changement climatique. L'amélioration du bâti doit répondre à une logique d'adaptation du confort en toute saison (périodes de froid, de forte chaleur ou d'humidité), mais aussi à l'environnement en tenant compte de l'exposition aux risques naturels (par exemple, renforcement des fondations pour cause de retrait-gonflement des argiles¹). L'adaptation du bâti et de la ventilation doit notamment permettre d'anticiper la demande déjà croissante pour les systèmes de climatisation, dont l'utilisation en période de canicule entraîne des pics de consommation d'énergie. La prise en compte de cette dimension dans les coûts d'abattement doit être réalisée à la fois dans le scénario contrefactuel (par exemple, accroissement tendanciel des besoins de climatisation) et dans la nature des actions de rénovation.

¹ 55 % des maisons individuelles sont en zone d'exposition moyenne ou forte. Voir Ministère de l'Écologie, du Développement et de l'Aménagement durable (2008), [Le retrait-gonflement des argiles. Comment prévenir les désordres dans l'habitat individuel ?](#).



CHAPITRE 3

APPLICATION À LA RÉNOVATION DES LOGEMENTS

Ce chapitre permet une première approche de la distribution des coûts d'abattement de rénovations globales de logements du parc résidentiel français, à partir du modèle Res-IRF¹ du Cired, un modèle technico-économique de simulation de la demande d'énergie pour le chauffage dans le secteur résidentiel français². Ce modèle couple des informations sur la performance énergétique des logements, répartie selon l'ancienne étiquette DPE, et sur les caractéristiques socioéconomiques des ménages. Il permet en cela d'intégrer les effets comportementaux décrits dans les sections précédentes. Giraudet *et al.* (2020)³ et l'[Annexe 4](#) fournissent des descriptions détaillées du modèle.

Les trois premières sous-sections décrivent les actions de rénovation globale considérées, les données utilisées sur le parc de logements et la méthodologie de calcul des coûts d'abattement. Elles précisent aussi les avantages et les limites de cette approche. Les résultats sont ensuite présentés avec une description des courbes de coût marginal d'abattement et une analyse du potentiel d'abattement rentabilisé par la valeur de l'action pour le climat (VAC). Des tests de sensibilité aux paramètres clés accompagnent la présentation des résultats afin de caractériser l'importance des incertitudes, et les chiffrages sont comparés aux résultats disponibles dans la littérature.

¹ Module résidentiel du modèle d'équilibre général IMACLIM-R France, également développé au Cired.

² Le détail de paramétrisation du modèle est disponible [en ligne](#). Le code est également disponible en Open source [ici](#).

³ Giraudet L.-G., Bourgeois C. et Quirion P. (2020), « [Efficacité économique et effets distributifs de long terme des politiques de rénovation énergétique des logements](#) », *Économie & prévision*, n° 217(1), p. 43-63. Voir aussi Giraudet L.-G., Bourgeois C., Quirion P. et Glotin D. (2018), [Évaluation prospective des politiques de réduction de la demande d'énergie pour le chauffage résidentiel](#), rapport pour Ademe, MTES et ATEE, Cired, décembre.

1. Comparaison d'actions types de rénovation

Les coûts d'abattement calculés ici se limitent à des actions de rénovation énergétique de type global permettant d'atteindre l'étiquette DPE A, B ou C.

Ces trois options de rénovation sont alternativement couplées à deux hypothèses contrastées sur le changement ou non de vecteur énergétique :

- soit le saut d'étiquette est réalisé en association avec une électrification du système de chauffage (la nature du système électrique – pompe à chaleur ou convecteur – n'est pas précisée mais implicitement prise en compte dans la performance énergétique¹). Ces scénarios correspondent aux scénarios *A-elec*, *B-elec* et *C-elec* ;
- soit le vecteur énergétique reste inchangé, à l'exclusion du fioul qui est remplacé par le vecteur permettant de minimiser le coût d'abattement hors considération du potentiel d'abattement. Ces scénarios sont nommés A, B et C.

Les rénovations vers A ou B peuvent naturellement être considérées comme performantes au sens où elles aboutissent à des niveaux élevés de performance énergétique. Les rénovations vers C sont de moindre ambition. Elles peuvent toutefois être qualifiées de performantes pour les logements d'étiquette initiale F ou G d'après la loi « climat et résilience ».

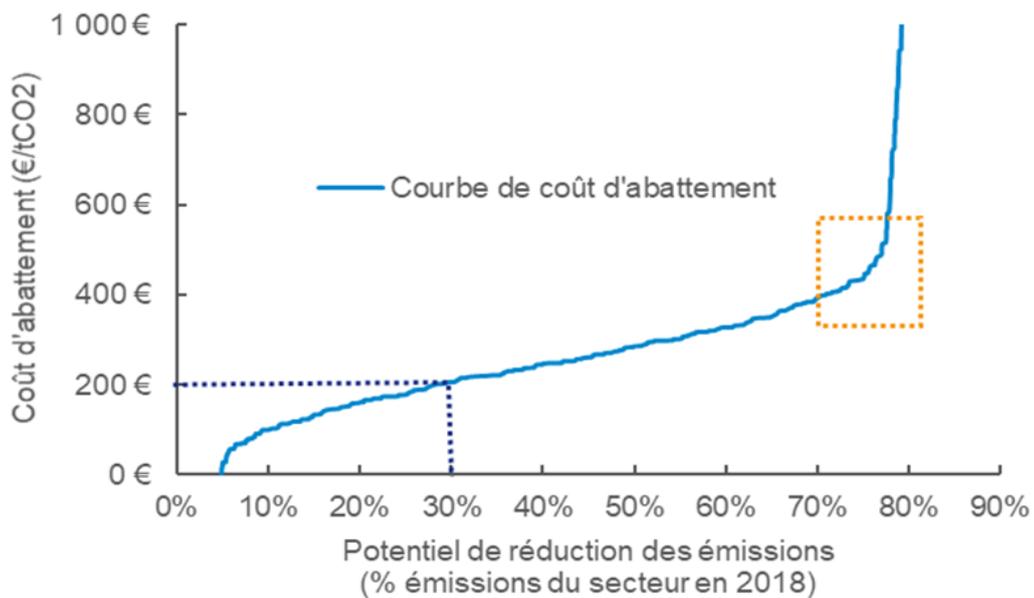
Par simplification, l'analyse se focalise sur une décarbonation du vecteur par électrification du chauffage, mais d'autres vecteurs pourront jouer un rôle important, notamment le bois ou encore les réseaux de chaleur. En outre, des combinaisons de vecteurs énergétiques de chauffage seront probablement nécessaires dans nombre de cas (pompe à chaleur avec poêle à bois par exemple). Des cas types sont réalisés avec un changement de vecteur fossile vers le bois afin d'illustrer les différences de résultats liées au choix du vecteur énergétique final de chauffage. Par ailleurs, le calcul du coût d'abattement associé au raccordement de logements à un réseau de chaleur est illustré dans le chapitre 4 de ce rapport à partir d'un cas d'étude s'appuyant sur des données obtenues sur le projet d'extension du réseau de la métropole de Grenoble.

L'exercice présenté ici consiste à établir les courbes de coût d'abattement marginal de chacune de ces six actions à mesure que celles-ci seraient déployées au sein du parc résidentiel par ordre de mérite décroissant (voir Graphique 6). Chaque type d'action permet des économies d'énergie, une réduction des émissions de CO₂, avec des coûts et des bénéfices privés et sociaux par rapport au contrefactuel. Chaque courbe met en relation, pour l'action considérée, le gisement potentiel des émissions que l'on pourrait abattre en déployant cette action au sein du parc à un instant donné, avec le coût

¹ Les limites de cette modélisation sont abordées plus bas.

d'abattement. Elles sont construites ici selon une approche statique, c'est-à-dire en considérant que le logement est rénové à la date initiale (ici, en 2018) et pour un horizon temporel fixé (ici, trente ans). Le calcul du coût d'abattement est en outre réalisé par rapport à un contrefactuel défini par l'absence de toute action et qui ne suppose pas ici d'amélioration spontanée des performances énergétiques.

Graphique 6 – Exemple de courbe de coût d'abattement marginal



Lecture : pour 200 €/tCO₂, l'action considérée permet d'abattre 29 % des émissions du parc résidentiel français. Le potentiel maximal d'abattement est atteint autour de 80 % des émissions pour un coût d'environ 500 €/tCO₂.

Source : France Stratégie

Pour chaque action, au-delà d'un certain seuil (rectangle pointillé orange sur le Graphique 6), les rendements deviennent fortement décroissants, de telle sorte que réduire légèrement plus les émissions implique de fortement augmenter le coût d'abattement (la courbe devient presque verticale). On considère alors qu'un seuil de potentiel d'abattement maximal est atteint.

Les différentes actions considérées reflètent des représentations simplifiées. L'approche retenue vise à identifier les types de logements sur lesquels il serait pertinent de prioriser les rénovations profondes mais ne permet pas de définir une stratégie globale de rénovation du parc. En particulier, elle ne permet pas de préciser les mix optimaux de rénovations.

La variabilité du coût d'abattement pour une même action tient à l'hétérogénéité des caractéristiques des logements et de leurs occupants. L'analyse distingue quatre sources d'hétérogénéité, dont les distributions sont connues¹ :

- **la performance énergétique** : les logements construits avant 2012 sont segmentés selon l'ancienne étiquette DPE ; après 2012, ils sont également segmentés entre labels BBC et BEPOS ;
- **le vecteur énergétique utilisé pour le chauffage** (électricité, gaz naturel, fioul domestique et bois-énergie) ;
- **la surface**, en fonction du statut d'occupation (propriétaire occupant, bailleur, ou occupant de logement social) et du type de logement (collectif ou individuel) ;
- **le revenu** des occupants.

Les deux premières catégories de caractéristiques sont celles identifiées par les actions de rénovation. Cette segmentation permet de refléter à la fois l'hétérogénéité des caractéristiques des logements et celle des comportements de consommation énergétique des ménages. Elle reste bien entendu incomplète (les caractéristiques architecturales ne sont pas prises en compte, par exemple), mais, malgré sa simplicité, cette segmentation permet de mettre en évidence la variabilité du coût d'une action donnée.

Les coûts d'abattement sont dans un premier temps calculés en « budget carbone », puis sont ajustés à la valeur de l'action pour le climat (VAC) afin d'évaluer la rentabilité des actions dans le temps. Cette comparaison permet de mettre en évidence les actions de rénovation les plus efficaces du point de vue de la collectivité.

Remarque : les simulations réalisées ici l'ont été avant le contexte de la guerre en Ukraine et ne tiennent pas compte de l'évolution du prix des énergies qui s'est ensuivi, ni de l'inflation (qui impacte le revenu des ménages et le prix des travaux). La prise en compte de l'évolution du prix des énergies conduira sans aucun doute à revaloriser significativement la rentabilité des rénovations, mais l'inflation pourrait compenser cet effet si le coût des travaux augmente lui aussi fortement.

¹ Voir [Annexe 4](#) pour plus de détails sur ces quatre dimensions.

2. Deux ensembles de données pour décrire le parc de logements

Deux sources de données distinctes mises à disposition par le Service de la donnée et des études statistiques (SDES) du ministère de la Transition écologique sont mobilisées :

- Les **données de l'enquête Phébus**¹ réalisée courant 2013² (François, 2014³) sont produites à partir d'un échantillonnage stratifié d'environ 2 000 ménages ayant participé à l'enquête qui ont systématiquement bénéficié d'un DPE réalisé selon une même méthode (méthode 3CL). Ces données font état d'un nombre de passoires énergétiques élevé : 31 % des résidences principales en France métropolitaine, ce qui équivaldrait à 8,5 millions de logements F et G en 2012. Ces données ont l'avantage d'être représentatives et fondées sur des diagnostics énergétiques rigoureux, systématiquement réalisés selon la méthode 3CL. Elles portent cependant sur un échantillon restreint, et datent désormais de plusieurs années au cours desquelles de nombreux travaux de rénovation de constructions neuves ont pu être réalisés. Une « projection » des données de cette base a été effectuée pour construire une image probable du parc actuel.
- Les **données du SDES** sur la répartition du parc de logements par classe énergétique en 2018⁴ sont produites à partir d'une base de plus de 500 000 DPE collectés par l'Ademe. Elles font état d'un nombre de passoires énergétiques nettement plus faible que dans la base Phébus, en estimant à 4,8 millions les logements F et G. Cette base de données, plus récente, porte sur un nombre nettement plus important de logements. Dans la mesure où les DPE sont essentiellement produits lors des achats (y compris de logements neufs) et des mises en location, la collecte des données ne permet pas de garantir la représentativité de la distribution des caractéristiques des logements. Ce biais est corrigé par le SDES à partir d'une modélisation mobilisant les données du répertoire Fidéli (Fichiers démographiques sur les logements et les individus)⁵, géré par l'Insee. De plus, les diagnostics sont établis selon une méthode différente pour les logements construits avant (sur la base des factures énergétiques) et après 1948 (méthode 3CL). Les estimations du SDES sont alors établies autour d'un « calcul composite » intégrant la

¹ Enquête *Performance de l'habitat, équipements, besoins et usages de l'énergie*.

² Voir <https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/enquete-performance-de-lhabitat-equipements-besoins-et-usages-de-lenergie-phebus>

³ François D. (2014), « Le parc des logements en France métropolitaine, en 2012 : plus de la moitié des résidences principales ont une étiquette énergie D ou E », *Chiffres & statistiques*, n° 534, juillet.

⁴ Merly-Alpa T., Riedinger N. et Baudry M. (2020), *Le parc de logements par classe de consommation énergétique au 1^{er} juillet 2018*, Document de travail, n° 49, Observatoire national de la rénovation énergétique, septembre.

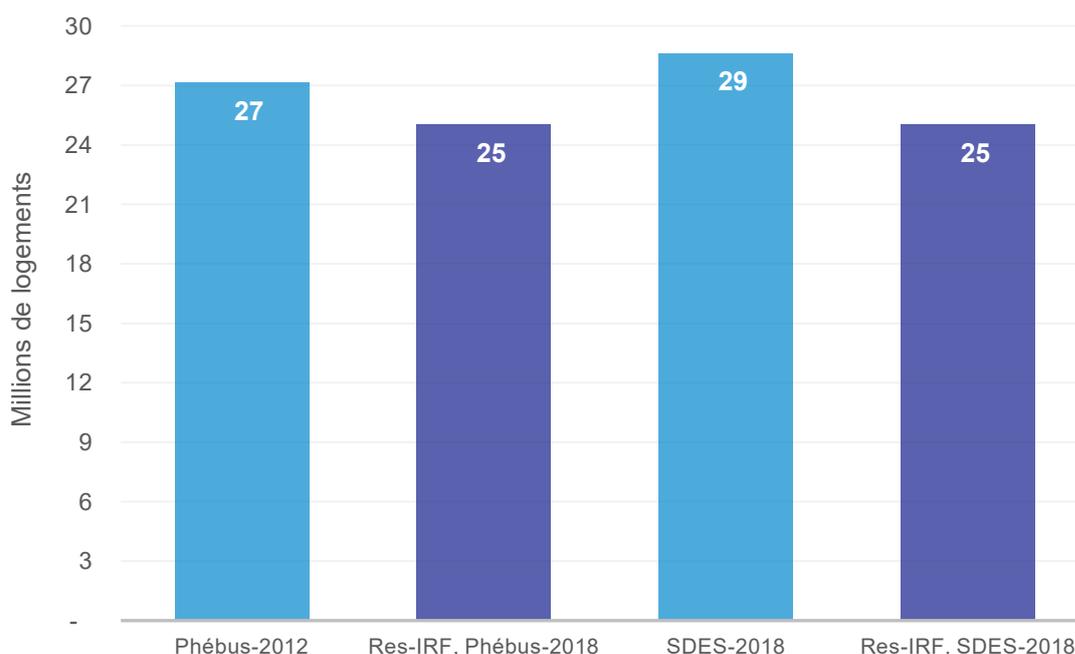
⁵ Données rassemblant des informations fiscales issues de différentes taxes (taxe d'habitation, taxe foncière, impôt sur le revenu).

base de l'Ademe extrapolée pour les logements ultérieurs à 1948 et la mobilisation du modèle Enerter d'Énergies Demain pour les logements construits avant 1948.

Compte tenu des spécificités de chaque source de données, l'analyse a été réalisée à la fois sur les données Phébus, extrapolées à l'état du parc en 2018 (Giraudet *et al.*, 2018), et sur les données du SDES pour 2018. La différence entre les deux définit le champ d'incertitude relatif à la structure du parc.

La segmentation des logements décrite ci-dessus ne permet pas de représenter l'intégralité des logements du parc résidentiel, notamment ceux dont la source principale d'énergie de chauffage est autre que l'une des quatre retenues. Le nombre de logements ainsi exclus de l'analyse varie en fonction de l'image du parc utilisée : il y a plus de logements exploitables dans la base SDES-2018 (près de 27 millions) que dans la base Phébus extrapolée à 2018 (environ 25,5 millions) (Graphique 7).

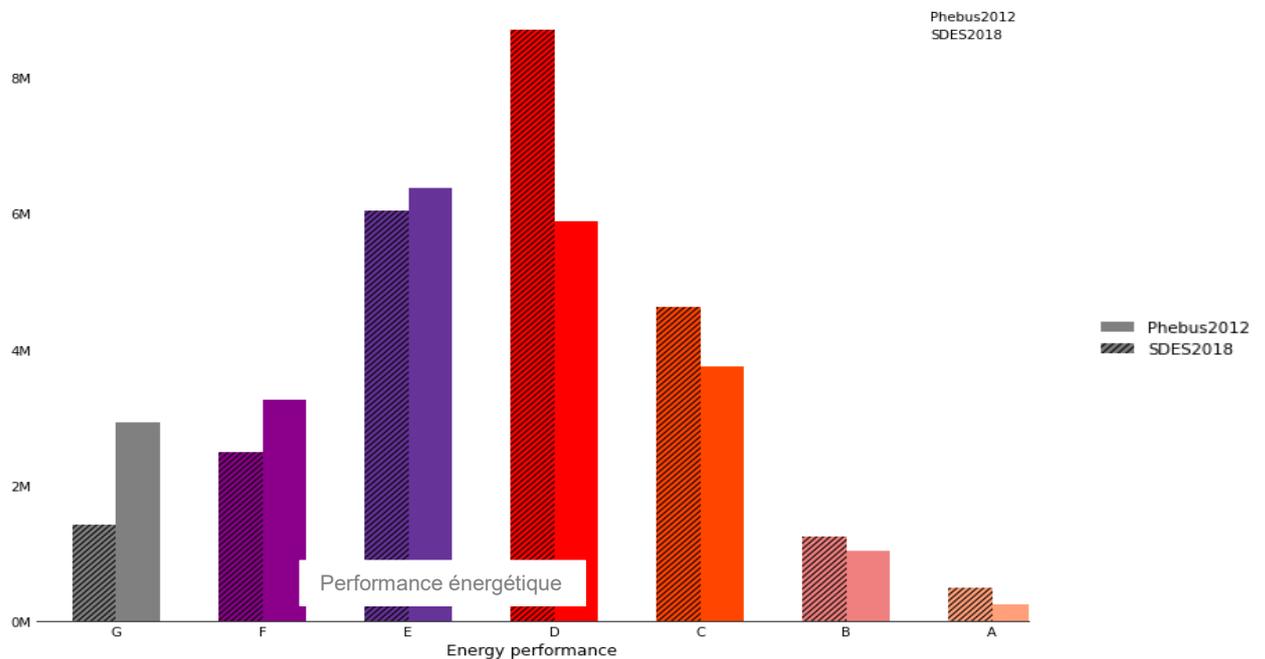
Graphique 7 – Données exploitables de la base SDES et de la base Phébus ajustée



Source : d'après le Cired

Les deux images du parc varient également en termes de performance énergétique. D'après le Graphique 8 (page suivante), comparant les distributions de logements selon la performance énergétique (étiquette DPE), il y a moins de passoires énergétiques dans l'image SDES-2018 que dans l'image Phébus projetée en 2018.

Graphique 8 – Distribution des logements par étiquette selon Phébus et SDES-2018 exploités dans Res-IRF



Source : Cired

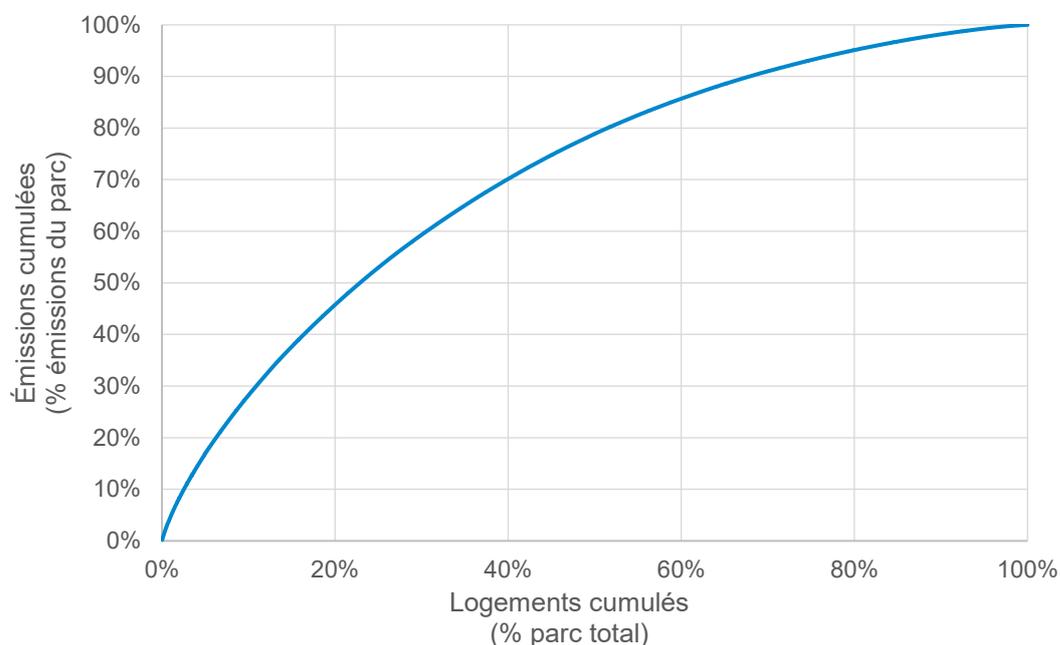
L'extrapolation des données Phébus en 2018 conduit le modèle à estimer que 1,2 million de passoires thermiques ont pu être rénovées entre 2012 et 2018, portant le nombre de passoires à 7,3 millions en 2018. Cet ordre de grandeur est comparable aux 6,7 millions de passoires thermiques estimées en 2018 par le collectif Rénovons (2020¹), mais supérieur aux 4,8 millions évaluées par le SDES. Cet écart suggère que le décalage temporel de 2012 à 2018 ne peut expliquer à lui seul la différence entre les effectifs recensés dans Phébus et par le SDES. L'écart résiduel est plus probablement lié aux différences d'approche de l'échantillonnage et d'exécution du DPE entre les deux sources de données².

Concernant les émissions de GES au sein du parc résidentiel, elles sont relativement concentrées (voir Graphique 9). En tenant compte des comportements des ménages dans les simulations de consommation de chauffage, les 25 % des logements les plus émetteurs représenteraient plus de la moitié des émissions du parc résidentiel ; 20 % seulement de ces logements seraient des logements d'étiquette énergétique F et G et plus des trois quarts seraient des logements d'étiquettes D et E.

¹ Rénovons (2020), *Coûts et bénéfices d'un plan de rénovation des passoires énergétiques en 10 ans*, Scénario Rénovons 2020.

² Merly-Alpa T., Riedinger N. et Baudry M. (2020), *Le parc de logements...*, op. cit.

Graphique 9 – Part des émissions cumulées par quantile de logements classés des plus émetteurs au moins émetteurs de GES (2018)



Lecture : les 10 % de logements les plus émetteurs en 2018 sont responsables de près de 30 % des émissions ; les 25 % de logements les plus émetteurs représentent plus de 50 % des émissions et la moitié des logements sont responsables d'environ 80 % des émissions du parc résidentiel.

Source : modèle Res-IRF à partir des données SDES 2018

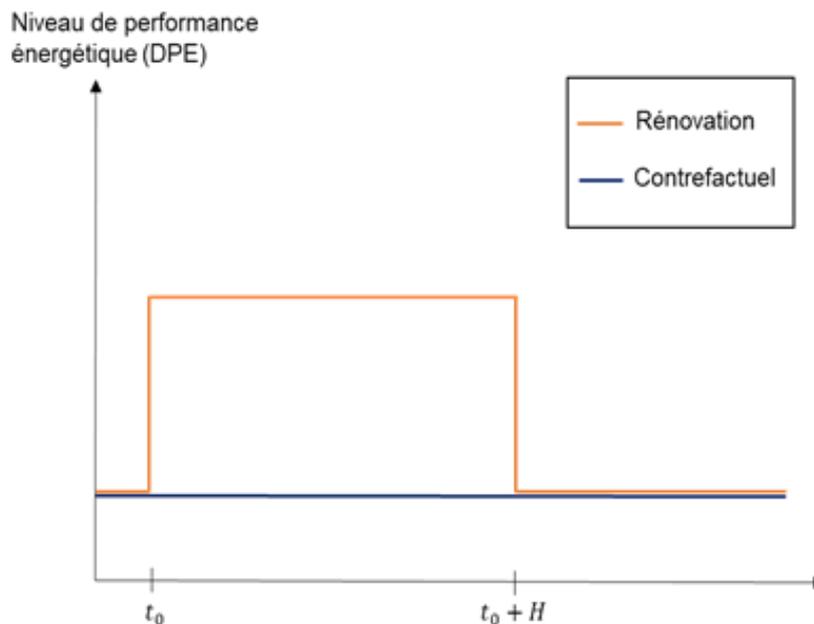
3. Hypothèses et méthodologie de construction des courbes de coût d'abattement

Cette section présente les principales hypothèses structurantes sur lesquelles s'appuie le calcul des coûts d'abattement. Des détails complémentaires sont fournis en [Annexe 4](#).

3.1. Durée des bénéfices de la rénovation

Chaque action permet au logement d'atteindre un niveau supérieur de performance énergétique, qu'il est supposé maintenir trente ans avant de revenir à son niveau initial, en supposant qu'il n'y a pas de baisse progressive de l'efficacité de la rénovation. Cet horizon, qui correspond à la durée des bénéfices de la rénovation, est soumis à une analyse de sensibilité (voir Graphique 10).

Graphique 10 – Maintien des bénéfices de la rénovation dans le temps



Source : Cired

3.2. Facteurs d'émissions et décarbonation du vecteur énergétique

Le calcul des émissions évitées par les actions de rénovation tient compte de la décarbonation progressive du vecteur électrique. Celle-ci s'opère en supposant un contenu carbone de l'électricité pour le chauffage constant jusqu'à 2030, puis décroissant linéairement jusqu'à la neutralité en 2050¹. La décarbonation concomitante du secteur de production d'électricité est supposée réduire ce contenu au fil des ans ; en réalité, cette décroissance sera probablement non linéaire. En outre, la capacité du secteur électrique à faire décroître ses émissions dépendra de la demande qui lui sera adressée et donc en partie des actions menées dans la rénovation énergétique des bâtiments. Cet effet d'interdépendance n'est pas pris en compte ici.

Le contenu carbone de l'électricité pour l'usage chauffage retenu correspond à la valeur définie dans le cadre de la RT2012 à 147 gCO₂/kWh. Celle-ci a récemment été révisée dans la RE2020 à 79 gCO₂/kWh² mais reste sujette à discussion, notamment parce qu'elle prend

¹ Les contenus en cycle de vie n'étant *a priori* pas complètement nuls en 2050, il s'agit là d'une approximation de premier ordre.

² Cette révision fait suite à un changement de méthode de calcul des contenus carbone pour la réalisation de bilans d'émissions de GES dans la Base Carbone® de l'Ademe. La méthode « saisonnalisée par usage » a été remplacée par une méthode moyenne « mensualisée par usage ». C'est l'application de cette dernière méthode qui aboutit à la valeur de 79 gCO₂/kWh.

moins bien en compte le fait que les pointes électriques sont causées par le chauffage électrique. L'Ademe préconise de considérer cette valeur comme une valeur minimale pour les années à venir¹. Face à cette incertitude, l'ancienne valeur est retenue de manière conservatrice, mais la sensibilité des résultats au changement de valeur et à l'évolution du contenu carbone des vecteurs énergétiques est présentée dans le rapport.

En parallèle, il est fait l'hypothèse que la décarbonation des vecteurs énergétiques est limitée au vecteur électrique. La production de gaz décarboné (biogaz) pourra être amenée à se développer comme le prévoit la SNBC 2, mais avec un potentiel limité, et la part du gaz dans les moyens de chauffage est amenée à diminuer fortement d'ici 2050². Ainsi, on suppose que le contenu carbone du gaz pour le chauffage est maintenu constant (à 227 gCO₂/kWh) au même titre que le fioul (à 325 gCO₂/kWh) sur toute la période considérée. Le déploiement du biogaz est considéré à travers une hypothèse alternative de décarbonation progressive des deux vecteurs, gaz et électricité, entre 2030 et 2050. Les coûts d'abattement évalués sous cette hypothèse sont valables à l'échelle micro, mais l'évaluation à l'échelle macro doit tenir compte d'un potentiel réaliste de déploiement du biogaz.

3.3. Le coût des actions sur l'enveloppe et le système énergétique

Le calcul des coûts d'abattement repose principalement sur le coût d'investissement dans la rénovation. Ces coûts se définissent comme les coûts de transition entre un état initial avant travaux et un état final après travaux.

Ces coûts de transition distinguent deux dimensions de la transition énergétique d'un logement :

- **l'amélioration de la performance de l'enveloppe et du système énergétique** : le modèle Res-IRF retient une matrice triangulaire de coût unitaire de passage d'une étiquette DPE à une autre, en euros par mètre carré (voir Tableau 4). Cette matrice constitue une représentation abstraite de combinaisons d'actions concrètes sur l'enveloppe et le système de chauffage qui aboutissent à des sauts d'étiquettes³. À noter que le coût d'un saut d'étiquette réalisé en une seule fois est inférieur au coût d'un saut réalisé en plusieurs fois. Cela traduit la prise en compte du surcoût de la rénovation par étapes dans le modèle ;

¹ Ademe (2020), *Positionnement de l'Ademe sur le calcul du contenu CO₂ de l'électricité dans le cas du chauffage électrique*.

² Le scénario AMS de la SNBC 2 prévoit que la consommation de gaz pour le secteur résidentiel passe d'environ 150 TWh aujourd'hui à moins de 50 TWh en 2050.

³ « Elle est construite à partir d'observations parcellaires, complétées par des données interpolées à partir des règles économiques standards de rendements décroissants [...] et d'économies d'échelle » (Giraudet *et al.* (2020), « *Efficacité économique et effets distributifs...* », *op. cit.*).

- **le changement de vecteur énergétique** : le modèle s'appuie sur une matrice de passage d'un vecteur à un autre, indépendamment de la performance du système énergétique (voir Tableau 5).

Tableau 4 – Matrice de coût unitaire de transition sur la performance énergétique (en €/m² TTC, hors subventions, et après TVA à 5,5 %)

		Étiquette énergie après rénovation					
		F	E	D	C	B	A
Étiquette énergie avant rénovation	G	76	136	201	271	351	442
	F		63	130	204	287	382
	E			70	146	232	331
	D				79	169	271
	C					93	199
	B						110

Note : pondérer ces coûts par la part de marché de chaque transition d'étiquette (données dans Giraudet *et al.* (2018), *Évaluation prospective des politiques de réduction de la demande d'énergie...*, *op. cit.*, paramétrées à partir de données du Plan urbanisme construction architecture - Puca) permet d'estimer un coût moyen de rénovation de 112 €/m². Un coût moyen de 83 €/MWh cumac est également estimé en rapportant ces valeurs aux économies d'énergie cumulées réalisées. D'après les auteurs, ces ordres de grandeur sont cohérents avec les résultats de l'enquête Open (Observatoire permanent de l'amélioration énergétique) en 2015¹ et de la DG Trésor².

Lecture : une rénovation énergétique d'un logement G permettant de le faire passer au niveau C coûte 271 €/ m².

Source : Giraudet *et al.* (2020), « *Efficacité économique et effets distributifs...* », *op. cit.*, Cired, modèle Res-IRF

Ces coûts étant établis sur le dire d'experts, leur validité empirique reste limitée³. La collecte et la mise à disposition de données permettant d'estimer ces paramètres avec une meilleure prise en compte des changements de vecteurs énergétiques – en distinguant notamment les pompes à chaleur dans les systèmes électriques – permettraient d'améliorer significativement le paramétrage de cette modélisation.

¹ Ademe (2015), *Observatoire permanent de l'amélioration énergétique du logement*.

² DG Trésor (2017), *Barrières à l'investissement dans l'efficacité énergétique : quels outils pour quelles économies ?*, Document de travail de la DG Trésor n° 2017/02, mars, Tableau 1.

³ Les coûts intangibles permettant de caler le modèle de sorte à ce qu'il puisse répliquer les comportements d'investissement des agents doivent capter en partie une sous-estimation probable des montants.

**Tableau 5 – Matrice de coût unitaire de changement de vecteur énergétique
(en €/m², hors subventions, et après TVA à 5,5 %)**

		Vecteur énergétique après rénovation			
		Électricité	Gaz naturel	Fioul domestique	Bois
Vecteur énergétique avant rénovation	Électricité	0	70	100	120
	Gaz naturel	55	0	80	100
	Fioul domestique	55	50	0	100
	Bois	55	50	80	0

Lecture : le passage d'un chauffage au fioul domestique à un système électrique coûte 55 €/m².

Source : Giraudet et al. (2020), « *Efficacité économique et effets distributifs...* », op. cit., Cired, modèle Res-IRF

3.4. La consommation d'énergie

Le coût d'abattement est fondé sur une estimation de la consommation réelle d'énergie du logement avant et après rénovation (voir Section 5), déterminée selon les caractéristiques du logement et de son occupant. Elle se base en premier lieu sur la consommation conventionnelle moyenne de l'étiquette DPE du logement. Ces calculs ne traitant que de la partie chauffage, des coefficients correctifs, issus des données Phébus 2012 ajustées en 2018, sont appliqués dans Res-IRF pour définir la consommation conventionnelle dédiée au chauffage.

La consommation d'énergie réelle est ensuite calculée en appliquant un coefficient d'intensité d'utilisation des infrastructures de chauffage par les occupants (ratio entre consommation réelle et conventionnelle). Celui-ci évolue sous l'influence de la part budgétaire allouée aux dépenses de chauffage, qui dépend du prix de l'énergie, du revenu du ménage occupant, de la consommation conventionnelle et de la surface. Parmi les causes du *performance gap*, seul l'effet rebond direct est intégré, via une augmentation de l'intensité d'utilisation de chauffage après amélioration de l'efficacité énergétique. Les effets liés à d'éventuels problèmes de qualité sont intégrés sous forme de variantes décrites plus bas. Ce processus traduit les élasticités prix et revenu de la demande d'énergie (Aydin *et al.*, 2017¹).

Les hypothèses de prix hors taxes des énergies retenues pour le calcul de la facture énergétique dédiée au chauffage, payée par les ménages en 2018, sont les suivantes : 12 centimes d'euros par kWh pour l'électricité et un peu plus de 6 centimes d'euros par kWh

¹ Aydin E., Kok N. et Brounen D. (2017), « [Energy efficiency and household behavior: The rebound effect in the residential sector](#) », *The RAND Journal of Economics*, 48(3), p. 749-782.

pour le gaz naturel et le fioul. En scénario central, ces prix sont supposés évoluer à un taux annuel de 1,10 % pour l'électricité, de 1,42 % pour le prix du gaz naturel et de 2,2 % pour le fioul. Compte tenu de la forte incertitude sur l'évolution de ces prix, des tests de sensibilité des résultats à une variation de ces hypothèses ont été réalisés (voir [Annexe 5](#)).

4. Les courbes de coûts marginaux d'abattement pour le parc résidentiel

Cette section présente les principaux résultats pour les six actions de rénovation globale considérées, en se concentrant sur les hypothèses centrales (optimistes). Les courbes de coûts marginaux d'abattement sont construites dans une approche statique, c'est-à-dire en faisant l'hypothèse que toutes les rénovations sont effectuées à la date initiale (soit 2018). La sensibilité de ces résultats aux hypothèses et l'ampleur des incertitudes seront abordées dans la section suivante.

4.1. Coûts d'abattement de la rénovation énergétique des logements

Pour chacune des six actions types (rénovation vers A, B, C, avec électrification ou sans changement de vecteur, excepté le fioul), le potentiel d'abattement atteint un seuil au-delà duquel les coûts associés s'accroissent très rapidement (voir Graphique 11). Les ordres de grandeur des coûts d'abattement pour différents potentiels atteints sont indiqués dans le Tableau 6 ci-dessous. Les seuils et les montants sont définis sur la base de ces courbes et restent indicatifs.

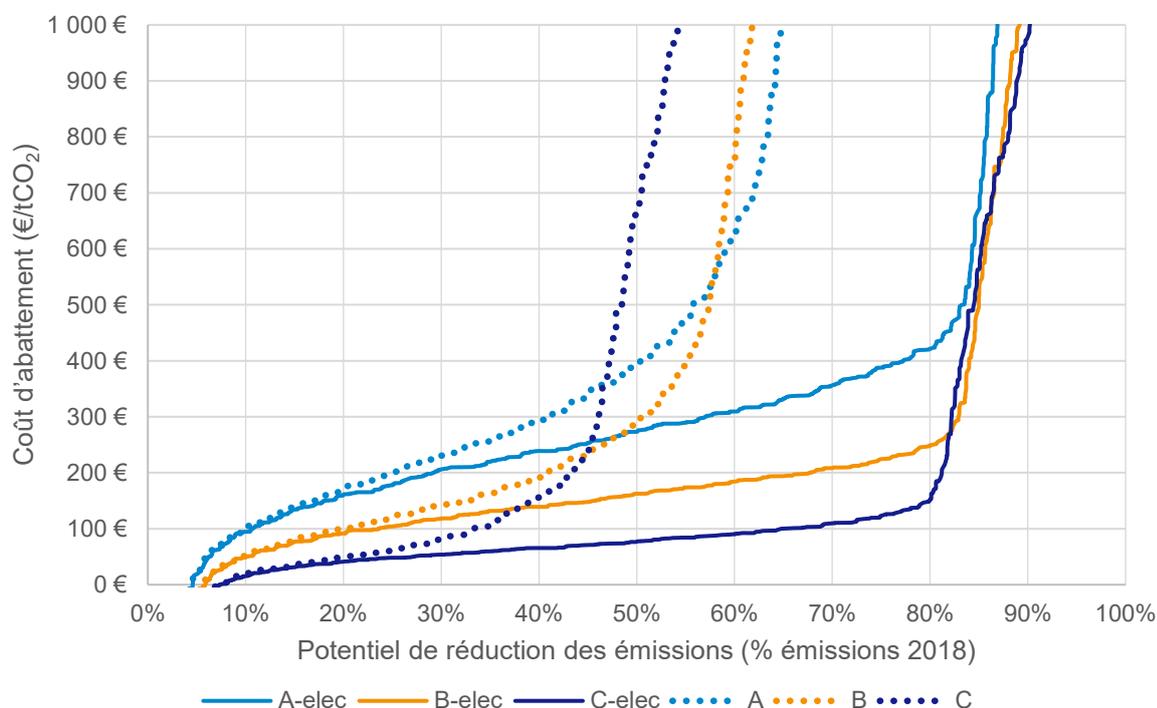
Tableau 6 – Coût d'abattement social en bilan carbone de la rénovation des logements vers A, B ou C, avec électrification du vecteur ou optimisation hors fioul, pour lequel le potentiel d'abattement est maximal

Potentiel (part des émissions 2018)	Coût d'abattement (€/tCO ₂)					
	A-elec	B-elec	C-elec	A	B	C
1/3	210	125	60	250	150	90
1/2	270	160	75	400	290	640
2/3	330	200	100	1 200	1 400	-
3/4	390	220	120	3 000	-	-

Note : les émissions de référence sont fondées sur 2018 (48 MtCO₂). Les zones grisées sont liées à l'absence de données (lorsque les coûts d'abattement deviennent prohibitifs pour les potentiels affichés).

Source : modèle Res-IRF, Cired

Graphique 11 – Comparaison des coûts d'abattement selon l'étiquette et le choix de vecteur énergétique post-rénovation



Note : chaque courbe de coût d'abattement est associée à un type d'action de rénovation :

- courbes en pointillé : rénovation vers l'étiquette DPE A, B ou C sans changement de vecteur énergétique, à l'exception des logements chauffés au fioul ;
- courbes en trait plein (*A-elec*, *B-elec* et *C-elec*) : rénovation vers l'étiquette DPE A, B ou C avec électrification systématique du vecteur énergétique.

Lecture : pour 200 €/tCO₂, rénover vers A en électrifiant le vecteur (courbe bleu clair en trait plein – *A-elec*) permet d'abattre 30 % des émissions du parc résidentiel français de 2018.

Source : modèle Res-IRF, Cired

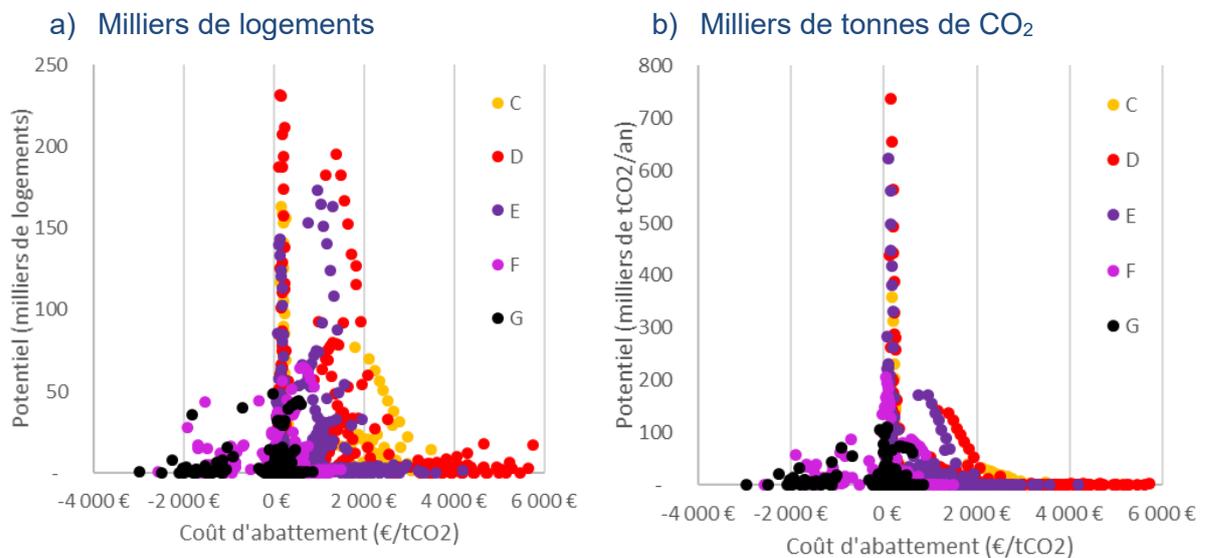
Des coûts d'abattement caractérisés par une forte hétérogénéité, selon plusieurs dimensions

La prise en compte dans le modèle de seulement quelques dimensions de différenciation des logements (étiquettes DPE initiale et finale, vecteur énergétique initial, statut d'occupation et revenu des occupants) suffit à engendrer une palette de coûts d'abattement extrêmement large.

À titre d'illustration, la distribution des coûts d'abattement des actions *B-elec* selon leur performance énergétique (étiquette DPE) avant rénovation, représentée dans le Graphique 12, témoigne de cette grande dispersion, y compris pour des logements appartenant à la même classe DPE.

On observe une relation inverse entre performance initiale du logement et rentabilité spontanée de l'action : plus le logement est performant au départ (étiquettes B, C, D), plus les coûts d'abattement sont élevés en moyenne (plus de logements B et C que de logements E, F ou G sont situés à droite du spectre). Néanmoins, la variabilité des caractéristiques des logements amène à observer des situations où la rénovation de certains logements F pourrait s'avérer moins rentable que certains logements C.

Graphique 12 – Coût d'abattement selon le DPE initial de l'action B-elec, en fonction du potentiel d'abattement sur le parc résidentiel



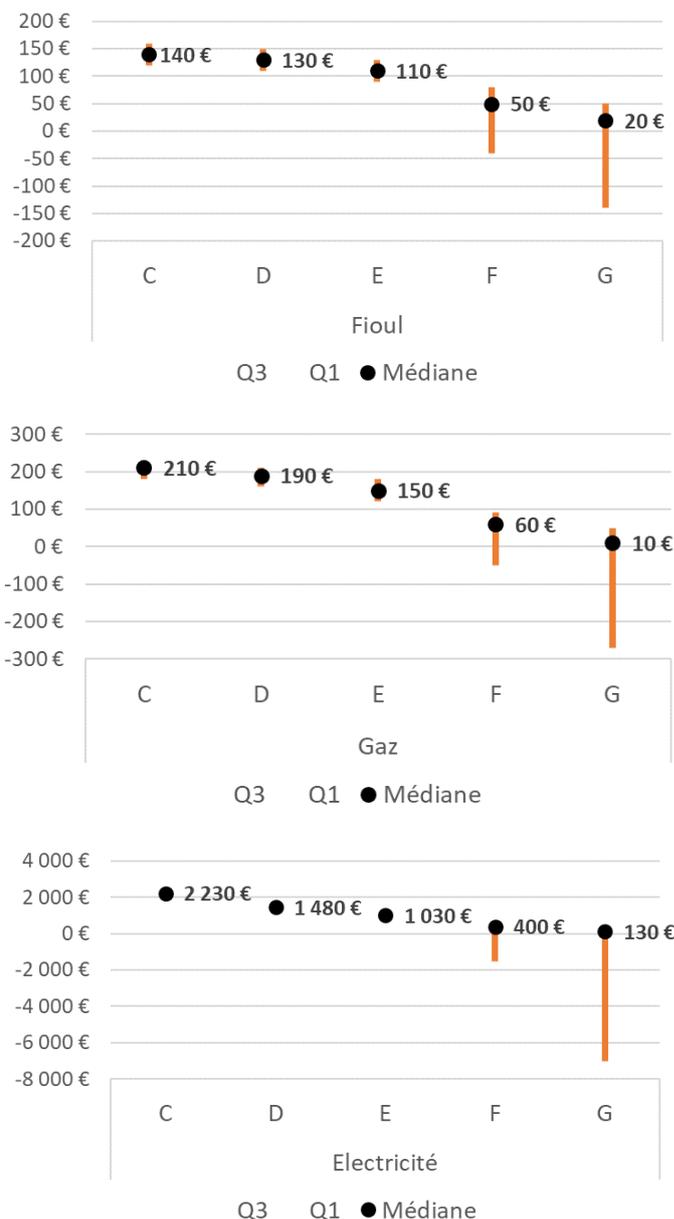
Note : les valeurs sont tronquées à -4 000 € et +6 000 €.

Lecture : chaque point correspond à un type de logement dont la rénovation s'opère à un certain coût d'abattement. La couleur détermine l'étiquette avant rénovation. Sur le Graphique 12a, chaque point décrit le coût d'abattement (en abscisse) permettant de rénover un nombre de logements correspondant (en ordonnée) au sein du parc. Le Graphique 12b donne le coût d'abattement (en abscisse) permettant d'abattre une certaine quantité de CO₂ (en ordonnée) émise par le parc.

Source : modèle Res-IRF, Cired

Le Graphique 13, qui représente la distribution des coûts d'abattement par quartile au sein de chaque étiquette et chaque vecteur, illustre cette hétérogénéité d'une autre façon. Il montre que les coûts ont tendance à décroître et à se concentrer de moins en moins autour de la médiane dans le cas des logements les plus énergivores. Il montre également que les coûts d'abattement des logements chauffés à l'électricité sont nettement plus élevés que ceux des logements chauffés au fioul ou au gaz – le vecteur électrique est largement moins carboné et continue de se décarboner, alors que le gaz, dans cette modélisation, ne se décarbonne pas.

Graphique 13 – Coûts d'abattement d'une rénovation vers B avec électrification du système de chauffage selon le vecteur de chauffage et l'étiquette DPE initiaux du logement (méthode budget carbone, en €/tCO₂)



- Coût d'abattement médian de la rénovation pour les logements de la catégorie

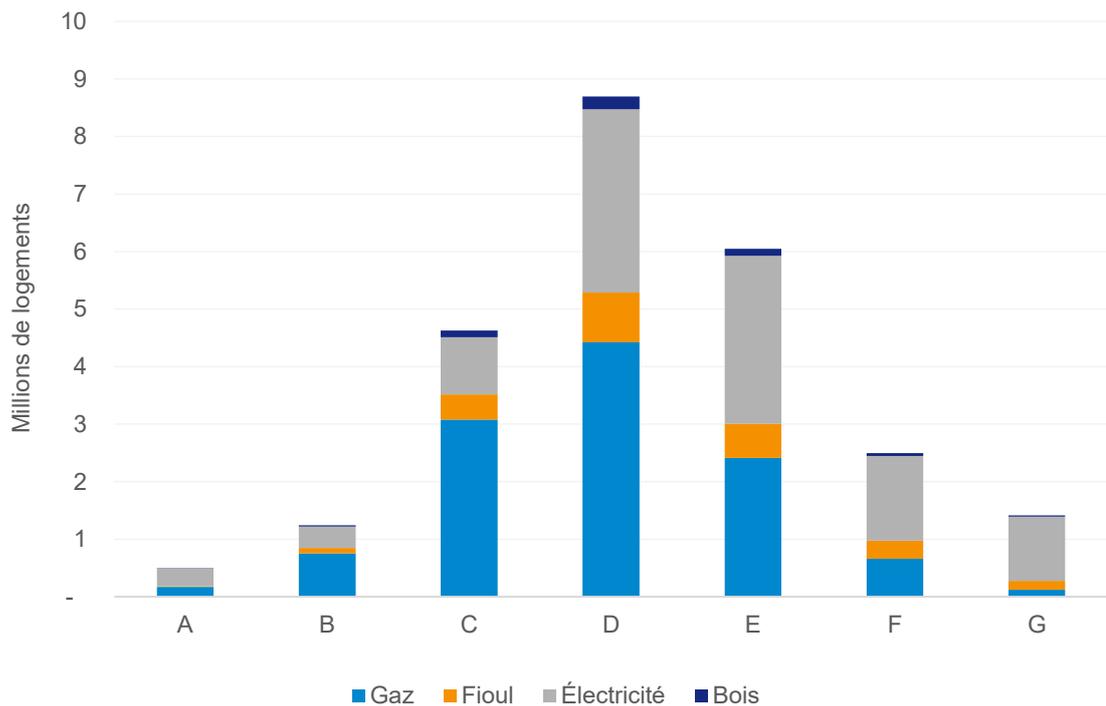
Écart entre le premier et le troisième quartile de coûts d'abattement de la rénovation au sein de la catégorie

Lecture : sous les hypothèses retenues, le coût d'abattement médian d'une rénovation consistant à amener le logement vers une étiquette énergétique B et à électrifier son système de chauffage est de 50 €/tCO₂ pour un logement initialement chauffé au fioul et affichant une étiquette F. Au sein de cette catégorie de logement, 25 % des logements afficheraient un coût d'abattement inférieur à -40 €/tCO₂ et 25 % un coût supérieur à 80 €/tCO₂. Les coûts d'abattement médians d'une rénovation vers B avec électrification iraient de 20 €/tCO₂ à 140 €/tCO₂ selon l'étiquette énergétique de départ pour les logements chauffés au fioul, de 10 €/tCO₂ à 210 €/tCO₂ pour les logements initialement chauffés au gaz et de 130 €/tCO₂ à 2 230 €/tCO₂ pour les logements initialement chauffés à l'électricité.

Source : France Stratégie, d'après Res-IRF, Cired

Remarque : les logements de classe D et E ont au total des coûts médians plus élevés que les logements de classe C du fait de la plus grande proportion de logements chauffés à l'électricité, dont le coût d'abattement est en moyenne plus élevé que celui des autres vecteurs (Graphique 14). Pour un logement de classe D chauffé à l'électricité, le coût moyen est de 1 500 €/tCO₂ (avec des coûts compris entre 1 000 € et 2 600 €/tCO₂).

Graphique 14 – Distribution des logements selon l'étiquette énergétique et le vecteur énergétique principal de chauffage

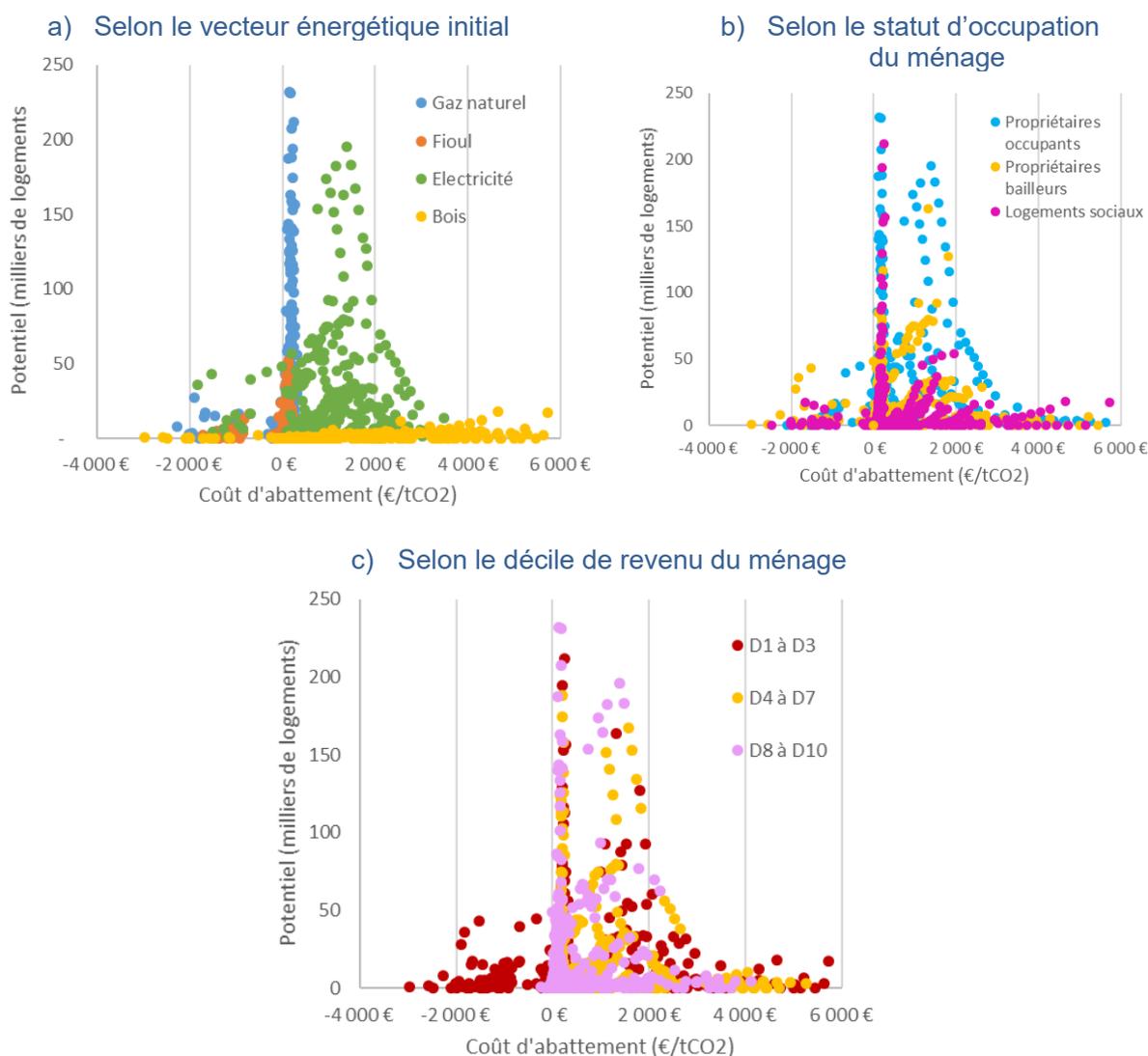


Lecture : les logements chauffés à l'électricité représentent 37 % des logements étiquetés D et près de la moitié des logements de classe DPE E, contre seulement 21 % des logements de classe DPE C.

Source : Cired à partir de données SDES

Ces hétérogénéités se retrouvent lorsque l'on considère d'autres critères que la performance énergétique (voir Graphiques 15a, b et c). D'après ces critères, la priorité d'action combinant rénovation BBC et décarbonation du vecteur via des électrifications performantes (pompes à chaleur) devrait se porter sur les logements occupés par des ménages en situation de précarité énergétique, dont beaucoup sont déjà sur un vecteur électrique mais sur des systèmes peu performants (coûts d'abattement négatifs du fait des cobénéfices de santé), ainsi que sur les passoires énergétiques chauffées au fioul et au gaz, dont les coûts d'abattement moyens pondérés sont respectivement estimés à -150 €/tCO₂ et -270 €/tCO₂.

Graphique 15 – Coût d'abattement de l'action B-elec en fonction du potentiel d'abattement sur le parc résidentiel (en milliers de logements)



Note : les valeurs sont tronquées à -4 000 € et +6 000 €.

Source : modèle Res-IRF, Cired

Comparaison des coûts d'abattement des différentes options de rénovation

Sous les hypothèses centrales retenues, trois quarts des émissions liées au chauffage des logements pourraient aujourd'hui être évitées par des rénovations vers A avec électrification à un coût maximal de l'ordre de 390 €/tCO₂ (voir Graphique 11 et Tableau 6 *supra*). En revanche, abattre des émissions au-delà de ce potentiel conduirait à des coûts d'abattement largement plus élevés. Les logements responsables des émissions résiduelles sont les plus performants aujourd'hui et leur rénovation impliquerait de mobiliser des investissements importants pour des réductions d'émissions modérées

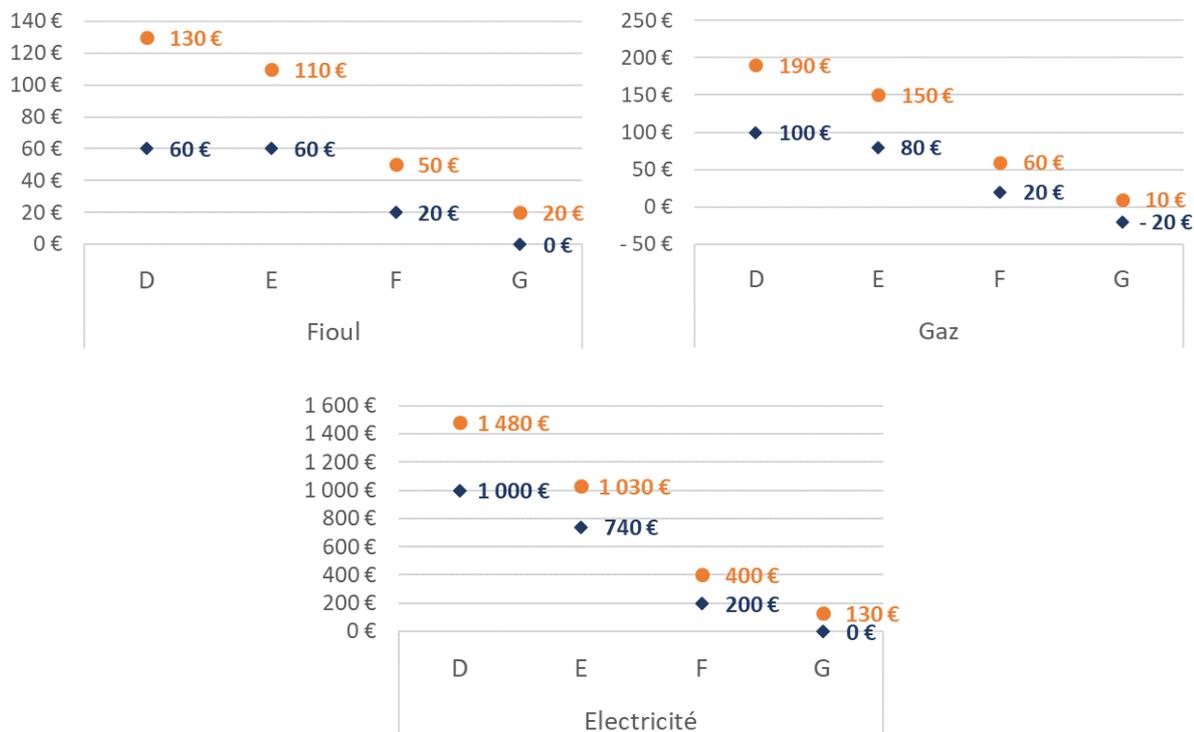
(logements déjà électrifiés avec des étiquettes performantes, notamment). Ces émissions évitées, au dénominateur du coût d'abattement, tendent vers zéro et les coûts par unité croissent très vite. La faiblesse apparente du potentiel d'abattement pour des rénovations vers A avec électrification des logements, malgré la décarbonation du vecteur, tient au fait que l'on comptabilise ici toutes les émissions sur la durée de vie de la rénovation (trente ans). À terme (en 2050), les émissions indirectes liées à la consommation d'électricité sont considérées comme nulles, mais celles-ci restent significatives sur les trente prochaines années.

Rénover sans contrainte de décarbonation sur le vecteur ne permettrait pas de réduire les émissions au-delà de 50 % sans mettre en œuvre des actions au coût prohibitif. Par comparaison, on estime qu'en électrifiant le vecteur énergétique, 50 % des émissions pourraient être abattues à moins de 300 €/tCO₂ en rénovant vers A, 160 €/tCO₂ en rénovant vers B et 75 €/tCO₂ en rénovant vers C.

L'option de rénovation vers C avec électrification tend vers un potentiel de réduction des émissions très proche de celui d'une transition vers A ou B (correspondant au niveau BBC rénovation), autour de 80 %, mais pour un coût significativement moins élevé (150 €/tCO₂ au lieu de 420 €/tCO₂ vers A et 250 €/tCO₂ vers B).

Le moindre coût de cette option s'apprécie également en comparant les coûts médians de chaque option répartis selon le vecteur de chauffage et l'étiquette DPE initiaux (voir Graphique 16). Électrifier le chauffage et rénover vers C un logement initialement chauffé au fioul et de classe énergétique F reviendrait ainsi à un coût d'abattement de 20 €/tCO₂, contre 50 €/tCO₂ si ce logement était électrifié et rénové vers B. Rénover vers C plutôt que vers B un logement initialement de classe E chauffé au gaz tout en électrifiant le système de chauffage réduirait le coût d'abattement de 70 €/tCO₂ – en le passant de 150 €/tCO₂ à 80 €/tCO₂.

Graphique 16 – Coûts d'abattement médians de rénovations vers B et vers C avec électrification du système de chauffage selon le vecteur de chauffage et l'étiquette DPE initiaux du logement (méthode budget carbone, en €/tCO₂)



● Coût d'abattement médian de la rénovation vers B avec électrification pour les logements de la catégorie

◆ Coût d'abattement médian de la rénovation vers C avec électrification pour les logements de la catégorie

Source : France Stratégie, d'après Cired

Atteinte des objectifs et contrainte sur la sécurité d'alimentation en électricité

Concentrer les efforts de réduction des émissions du secteur résidentiel sur la seule décarbonation des vecteurs énergétiques en se reportant vers des vecteurs qui peuvent être décarbonés, tels que l'électricité ou encore le biogaz, se heurterait à des limites de potentiel et mettrait fortement en tension l'offre de ces sources énergétiques. À ce titre, le rapport RTE et Ademe (2020)¹ alerte sur le fait qu'un scénario d'électrification du chauffage par le déploiement massif de radiateurs électriques peu performants sans amélioration de l'enveloppe des bâtiments conduirait à un risque élevé de sécurité d'approvisionnement. Le déploiement de systèmes de chauffage électrique performants, comme les pompes à

¹ RTE et Ademe (2020), *Réduction des émissions de CO₂, impact sur le système électrique : quelle contribution du chauffage dans les bâtiments à l'horizon 2035 ?*, rapport, décembre.

chaleur, minimiserait significativement ce risque mais resterait sous-optimal sans accompagnement de travaux d'isolation. En effet, la substitution d'une chaudière gaz ou fioul par l'installation d'une pompe à chaleur sans rénovation performante (niveau BBC) en parallèle nécessite dans la plupart des cas d'y associer un système de chauffage d'appoint, soit par le biais d'une chaudière (par exemple gaz), soit par le recours à des convecteurs électriques. Dans le premier cas, cela ne permet pas de réduire les émissions de manière significative ; dans le second cas, le niveau de pointe électrique pouvant être atteint est incompatible avec les capacités de l'offre¹.

Enfin, l'électricité, en particulier celle utilisée pour le chauffage, reste une énergie carbonée, car cet usage contribue aux pointes de demande au cours desquelles le recours aux productions d'électricité carbonées est plus important. L'accroissement de la demande génère des effets induits sur le système électrique à l'échelle européenne (le développement des usages électriques en France conduit à moins exporter d'électricité bas-carbone et/ou à importer davantage d'électricité en moyenne plus carbonée). D'un point de vue dynamique, la décarbonation des vecteurs ne pourra être que progressive et les réductions d'émissions possibles par la seule électrification des usages sur les prochaines décennies restent limitées.

À l'inverse, la rénovation du parc de logements au niveau moyen BBC n'implique pas de rénover tous les logements à ce niveau de performance, comme en atteste l'étude de Pouget Consultant et Carbone 4². D'après cette étude, le potentiel d'abattement d'un logement est fortement lié à sa typologie. Si certaines contraintes techniques (contraintes architecturales des immeubles collectifs haussmanniens, par exemple) ou économiques (coût trop élevé) rendent irréaliste la rénovation de certains types de logements au niveau BBC, d'autres présentent au contraire la capacité d'être rénovés au-delà de ce niveau. Au sein même d'une typologie de bâti, les disparités peuvent être importantes. Ainsi, l'étude conclut que la neutralité carbone des logements peut être atteinte en fixant un seuil minimal d'isolation, tout en modulant l'exigence des rénovations en fonction des caractéristiques initiales du bâtiment. Elle doit par ailleurs s'accompagner d'une transition vers des vecteurs énergétiques non carbonés (sortie complète du fioul et réduction de 80 % de l'usage de gaz dans le résidentiel).

In fine, le meilleur compromis reste difficile à déterminer et dépend en partie de l'ampleur du report de charge sur la production électrique, qu'une réduction de l'ambition des rénovations impliquerait. D'après les simulations réalisées, et avec les incertitudes associées, rénover vers C en électrifiant le vecteur ne compromettrait pas nécessairement le potentiel

¹ Sidler O. (2022), *Du bon usage des pompes à chaleur*, rapport, Enertech, juillet.

² Pouget Consultant et Carbone 4 (2020), *Neutralité et logements : à quelles conditions le secteur résidentiel peut-il atteindre la neutralité carbone telle que définie dans la SNBC ?*

d'abattement à terme et ne devrait pas remettre en cause la capacité du secteur électrique à se décarboner et à assurer la production nécessaire. À titre d'illustration, électrifier en rénovant vers C l'ensemble des logements au fioul et l'ensemble des logements chauffés au gaz de classes D et inférieures conduirait à accroître la demande d'électricité annuelle pour le chauffage de l'ordre de 10 à 15 TWh par rapport à une rénovation vers B (voir Encadré 3). Cette estimation représente un scénario haut dans le sens où, en réalité, seule une partie de la décarbonation du chauffage procéderait par l'électrification. Reste en revanche à considérer les effets sur la pointe de la demande, non pris en compte ici, qui peuvent être non négligeables dans le cas d'un scénario à forte électrification.

Encadré 3 – Report de charge sur la production d'électricité d'une rénovation en profondeur du parc résidentiel

Compte tenu de la structure du parc par étiquette DPE et par vecteur décrite par les simulations Res-IRF, on étudie le cas dans lequel les logements chauffés au fioul d'étiquette C à G et ceux chauffés au gaz d'étiquette D à G sont électrifiés et rénovés :

- a) vers B ;
- b) vers C.

À partir de la consommation conventionnelle moyenne par étiquette dédiée au chauffage (en kWh/m²/an), de la surface moyenne pondérée par logement (estimée à 83 m² à partir des hypothèses du modèle sur la surface moyenne par catégorie de logement du modèle, détaillées en [Annexe 4](#)), et du coefficient de conversion entre énergie primaire et énergie finale pour l'électricité (de 2,58), on peut calculer la consommation finale d'électricité additionnelle induite par ces rénovations.

Le surplus de demande d'électricité annuelle est alors de 19 TWh dans le cas a), et de 29 TWh dans le cas b).

En parallèle, dans chaque cas, les passoires énergétiques initialement chauffées à l'électricité sont rénovées respectivement soit vers B soit vers C. L'amélioration de la performance énergétique permettrait de réduire la consommation de l'ensemble de ces logements de 28 TWh dans le cas a) et 26 TWh dans le cas b), en l'absence d'effet rebond. Sous l'hypothèse d'un prérebond de 50 % pour les ménages occupant ces logements, la réduction de demande d'électricité est abaissée à respectivement 12 TWh et 9 TWh.

Comparaison avec le recours au bois de chauffage comme vecteur principal

Les contraintes potentielles liées à une électrification à grande échelle des moyens de chauffage et la non-pertinence du système de pompe à chaleur pour certains types de logements peuvent amener à considérer d'autres vecteurs peu carbonés parmi les options de décarbonation, notamment le bois de chauffage. Des cas types réalisés à partir des hypothèses de calcul du modèle Res-IRF permettent d'illustrer que le passage d'une énergie fossile au bois est possible pour des coûts d'abattement semblables à ceux correspondant à une électrification du vecteur (Graphique 17).

Graphique 17 – Comparaison des coûts d'abattement pour un ménage type d'une rénovation vers B (à gauche) ou vers C (à droite) selon le vecteur final de chauffage principal (bois ou électricité)



Note : on considère pour ces cas types un logement de 100 m² habité par un ménage appartenant au 4^e décile de revenu. Des coûts d'abattement en budget carbone pour l'année 2022 sont calculés ; aucun bénéfice de santé n'est pris en compte dans les résultats. Le contenu carbone retenu pour le bois est celui issu de la RE2020 (3 gCO₂/kWh¹).

Lecture : le coût d'abattement d'une rénovation vers B du logement type considéré initialement d'étiquette E et chauffé au gaz est de 350 euros par tonne de CO₂ environ, que le vecteur final soit du bois ou de l'électrique.

Source : France Stratégie, d'après Cired

Des résultats très incertains mais dans la fourchette des autres études

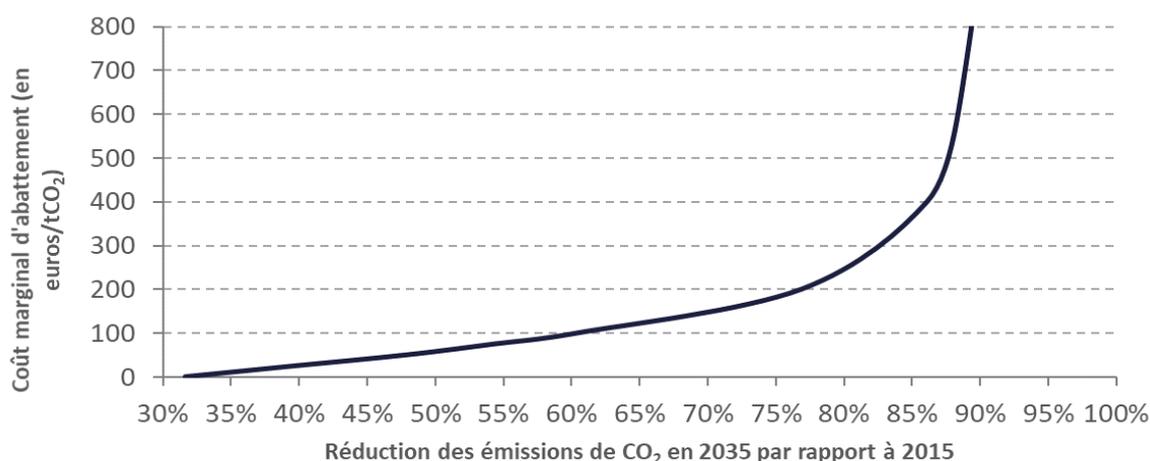
Les résultats obtenus apparaissent très sensibles aux hypothèses retenues. C'est un élément qui se retrouve dans l'hétérogénéité des coûts d'abattement obtenus dans les diverses évaluations pour ce type d'actions (voir ci-dessous).

¹ Bûche, granulés (pellets) ou briquettes.

L'étude de RTE et de l'Ademe (2020)¹ estime le coût d'abattement d'un scénario de rénovation du parc au niveau des objectifs SNBC incluant une électrification importante avec des systèmes performants (pompes à chaleur) à 430 €/tCO₂.

Le Centre scientifique et technique du bâtiment (CSTB), dans son estimation des coûts d'abattement dans le secteur résidentiel en France à partir du modèle Zephyr-Chaleur², aboutit à des coûts de 190 €/tCO₂ pour une réduction de 75 % des émissions à l'horizon 2035 par rapport à 2015, principalement via une décarbonation du vecteur. En outre, il estime que 30 % des émissions peuvent être abattues à coût d'abattement négatif, et jusqu'à 85 % à moins de 300 €/tCO₂ (Graphique 18). Cette évaluation n'intègre toutefois ni les effets de comportement (*prebound effect* notamment), ni les effets de retour sur les prix de l'électricité.

Graphique 18 – Coûts d'abattement dans le secteur résidentiel en France d'après le modèle Zephyr-Chaleur (CSTB)



Lecture : 60 % des émissions en 2035 par rapport à 2015 peuvent être réduites à un coût marginal d'abattement de moins de 100 €/tCO₂.

Source : audition de Jérémie El Beze, 5 novembre 2019

¹ RTE et Ademe (2020), *Réduction des émissions de CO₂...*, op. cit.

² À partir des travaux de la thèse de J. El Beze (2018), *Les rôles de la substitution et de l'efficacité énergétiques dans la décarbonation du parc de logements en France*, université Paris-Dauphine.

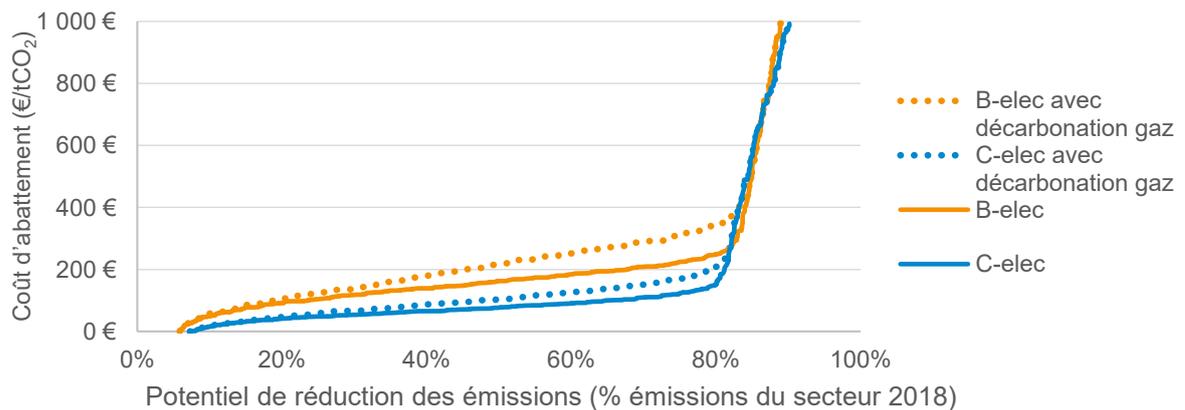
4.2. Des incertitudes sur les coûts d'abattement encore très importantes

L'impact d'une décarbonation poussée du gaz

L'analyse des coûts d'abattement présentée ci-dessus repose sur des hypothèses dans lesquelles un seul vecteur énergétique se décarbone dans le temps (l'électricité).

Tenir compte de la décarbonation du gaz par l'introduction progressive du biogaz dans le mix énergétique réduit les gains potentiels à l'électrification du chauffage. Le Graphique 19 montre en effet des coûts d'abattement des options avec électrification plus importants que sous les hypothèses précédentes et un gain de potentiel lié à l'électrification plus modéré. La décarbonation concomitante d'un autre vecteur que l'électricité – le gaz – permettrait ainsi de modérer les besoins d'électrification.

Graphique 19 – Sensibilité des coûts d'abattement à l'hypothèse de décarbonation du gaz et de l'électricité – exemples des actions « rénovation avec électrification » vers B et vers C



Note : les courbes de coûts d'abattement marginal des actions de rénovation vers B ou vers C avec électrification du vecteur, lorsque le gaz et l'électricité se décarbont à l'horizon 2050, apparaissent en pointillé.

Source : modèle Res-IRF, Cired

En fin de compte, sous ces hypothèses, rénover le parc vers C en électrifiant le vecteur constituerait l'option la moins coûteuse (170 €/tCO₂ pour atteindre 75 % de réduction des émissions sur le parc actuel). Ce résultat est toutefois à prendre avec précaution puisque la capacité à maintenir une électricité décarbonée reste largement dépendante du niveau de production, dépendance qui n'est pas prise en compte ici. La surconsommation électrique des logements risquerait de compromettre la décarbonation de l'électricité, si les niveaux de performance étaient insuffisants¹.

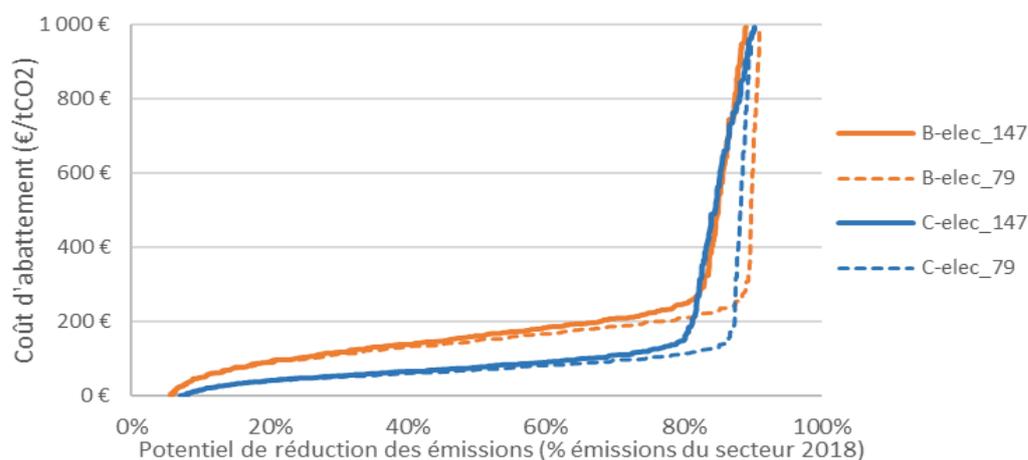
¹ Sans compter le fait que des systèmes de chauffage électrique performants de type PAC ne peuvent fonctionner correctement que dans le cas de logements avec enveloppes performantes.

Des résultats sensibles à l'hypothèse de contenu carbone de l'électricité pour les logements initialement chauffés à l'électricité

Si le choix de considérer un vecteur électrique moins carboné avant 2030 semble renforcer légèrement l'intérêt des rénovations plus complètes (Graphique 20), l'effet varie selon le vecteur initial des logements. Plus précisément, avoir un vecteur électrique moins carboné augmente l'intérêt de l'électrification des logements chauffés au gaz ou au fioul, et donc diminue les coûts d'abattement de ces logements (puisque les émissions évitées par l'électrification augmentent). Ces coûts restent néanmoins peu sensibles au contenu carbone de l'électricité retenu. L'incertitude relative à cette valeur joue moins que son écart avec le contenu carbone des énergies fossiles et les gains d'émissions liés à l'amélioration de l'efficacité énergétique.

En revanche, retenir un contenu carbone du vecteur électrique moins élevé conduit à augmenter le coût d'abattement associé à l'isolation des logements initialement chauffés à l'électricité d'un facteur égal au rapport entre l'ancien et le nouveau contenu carbone ($147/79 \approx 1,9$), puisque les gains d'émissions attribués au changement de vecteur sont moindres (voir Graphique 21). En conséquence, considérer un contenu carbone de l'électricité plus faible rend socioéconomiquement non pertinente la rénovation profonde d'un certain nombre de logements initialement chauffés à l'électricité mais affecte peu la pertinence de rénovation des autres types de logements.

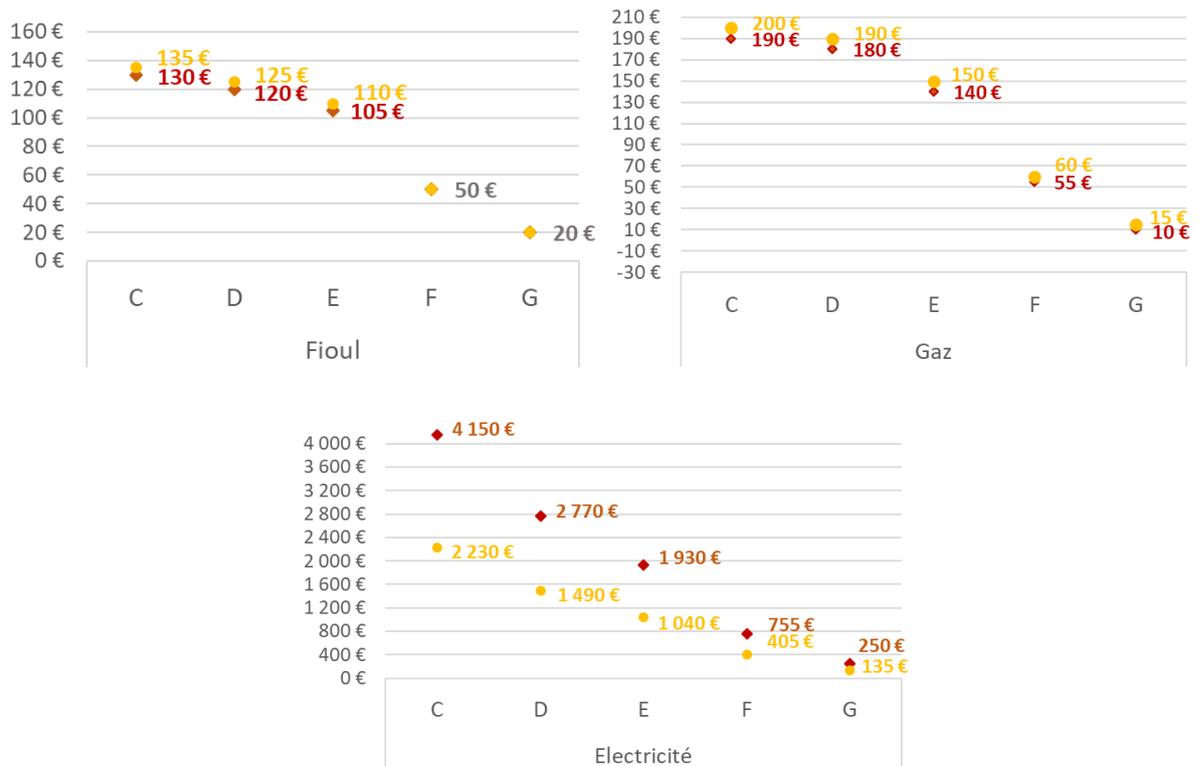
Graphique 20 – Sensibilité des coûts d'abattement à la valeur du contenu carbone du vecteur électrique – exemples des actions de « rénovation avec électrification » vers B et vers C



Note : les courbes de coûts d'abattement marginal des actions de rénovation vers B ou vers C avec électrification du vecteur, lorsque la valeur du contenu carbone de l'électricité retenue est de 147 gCO₂/kWh, apparaissent en pointillé sur le graphique.

Source : modèle Res-IRF, Cired

Graphique 21 – Sensibilité des coûts d’abattement médians au contenu carbone de l’électricité – exemples des actions de « rénovation avec électrification » vers B



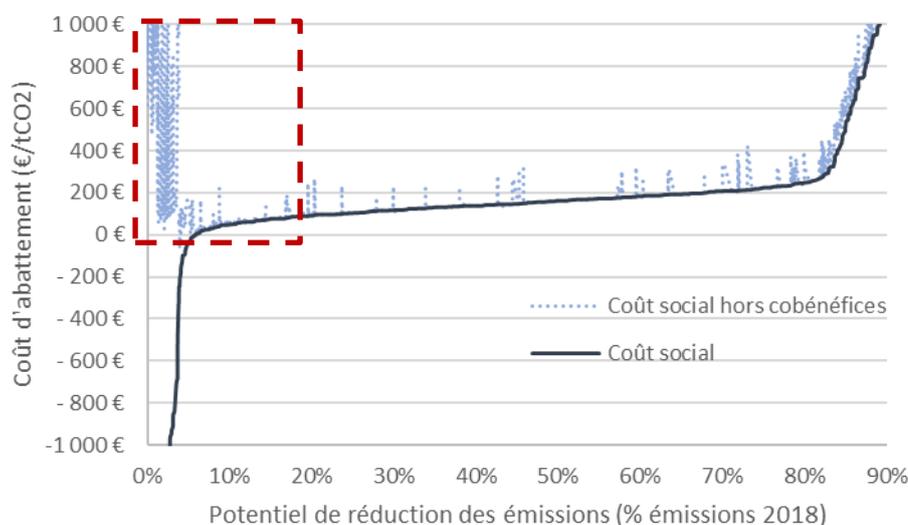
- Coût d’abattement médian de la rénovation vers B avec électrification pour les logements de la catégorie, avec contenu carbone de l’électricité à 147 gCO₂/kWh
- ◆ Coût d’abattement médian de la rénovation vers B avec électrification pour les logements de la catégorie, avec contenu carbone de l’électricité à 79 gCO₂/kWh
- Coût d’abattement médian de la rénovation vers C avec électrification pour les logements de la catégorie, avec contenu carbone de l’électricité à 147 gCO₂/kWh
- ◆ Coût d’abattement médian de la rénovation vers C avec électrification pour les logements de la catégorie, avec contenu carbone de l’électricité à 79 gCO₂/kWh

Source : France Stratégie, d’après Cired

Le poids significatif des enjeux sanitaires dans la rénovation des passoires thermiques

La prise en compte des cobénéfices de santé attribuables à la rénovation aboutit à des coûts d'abattement négatifs pour une partie des logements occupés par des ménages en situation de précarité énergétique, rendant leur rénovation rentable en dehors des considérations climatiques (Graphique 22). Ces logements étant pour beaucoup des passoires énergétiques, on pourrait s'attendre à une forte réduction des émissions. Paradoxalement, elles ne représenteraient qu'un faible potentiel d'abattement, inférieur à 6 % dans le cas d'un scénario de rénovation du parc vers B avec électrification du vecteur. La situation de précarité énergétique des ménages occupant ces logements les amène en effet à sous-utiliser la capacité de leur système de chauffage (voir section 3 du Chapitre 2). La rénovation conduit alors à un effet rebond qui limite fortement les réductions d'émissions effectives *ex post*, si bien que ces logements ne pèsent que faiblement dans le potentiel de réduction des émissions sur le parc. Les coûts d'abattement de ces logements seraient particulièrement élevés si les gains de santé n'étaient pas pris en compte.

Graphique 22 – Courbes de coûts d'abattement social, avec et sans cobénéfices sanitaires, d'une rénovation vers B avec électrification



Note : le coût social inclut des composantes purement monétaires liées aux coûts d'investissement et aux économies de facture énergétique, et d'autres liées aux bénéfices de santé et aux coûts d'opportunité des fonds publics. Le graphique a été tronqué à -1 000 €/tCO₂ et +1 000 €/tCO₂ et à 30 % de potentiel.

Lecture : les logements sur la courbe grise sont classés par ordre de mérite. Chaque point de la courbe bleue représente leur équivalent hors prise en compte des cobénéfices, ceux-ci ne sont donc pas classés par ordre de mérite.

Source : modèle Res-IRF, Cired

Ces résultats restent soumis à une forte incertitude, inhérente à la méthode d'évaluation des gains sanitaires ; c'est pourquoi il est nécessaire de rester prudent quant à leur interprétation. Malgré cela, ils mettent en exergue l'enjeu significatif que représente la prise en compte de la santé des occupants dans les politiques de rénovation énergétique des logements, qui justifierait à elle seule la priorisation de la rénovation des passoires thermiques.

Un ensemble de paramètres déterminants dans les estimations de coûts d'abattement

Une analyse de sensibilité des résultats à cinq paramètres clés – l'évolution du prix de l'énergie, la durée d'efficacité des rénovations (qui peut traduire l'effet de la qualité des travaux¹), les coûts d'investissement, le progrès technique et l'image du parc – est présentée ici. Le Tableau 7 résume les variations d'hypothèses considérées entre le scénario de référence et les analyses de sensibilité.

Tableau 7 – Variation d'hypothèses entre scénario de référence et analyses d'incertitude

Source d'incertitude	Scénario de référence	Analyses d'incertitude
Données de l'image du parc	SDES-2018	Phébus-2018
Taux de croissance annuel du prix de l'énergie	« Référence » : Électricité : +1,1 % Gaz : +1,4 % Fioul : +2,2 % Bois-énergie : +1,2 %	« Power + » : hausse du taux de croissance du prix de l'électricité de 1 % et baisse de la croissance des prix du gaz naturel et du fioul domestique de 0,5 %. « Gaz et Fioul + » : hausse du taux de croissance des prix du gaz naturel et du fioul domestique de 1 % et baisse de la croissance du prix de l'électricité de 0,5 %.
Durée des bénéfices de l'investissement (qualité de la rénovation)	30 ans	20 ans
Coût d'investissement de la rénovation	Dire d'experts (matrice des coûts Res-IRF)	+10 %
Progrès technique vs saturation sur le marché du travail	0	+2 % vs -2 %

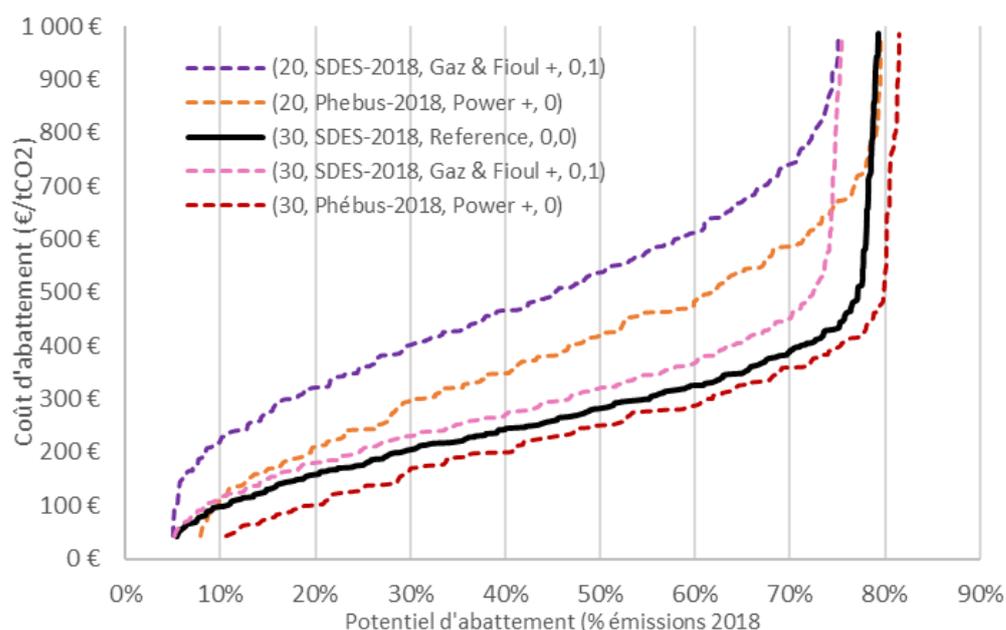
Source : Cired

¹ L'effet qualité aurait pu être alternativement pris en compte par une moindre efficacité. En ajustant le calibrage, le résultat peut être strictement identique.

Le Graphique 23, représentant les différentes courbes de coût d'abattement de l'action A-*elec* sous les différentes combinaisons d'hypothèses, met en avant des écarts de résultats significatifs. La borne supérieure des coûts se fonde sur les données Phébus projetées à 2018, et considère un scénario d'accélération de l'augmentation des prix de l'électricité et de ralentissement de celle des prix des énergies fossiles. La borne inférieure réduit la durée des bénéfices de la rénovation à vingt ans, se fonde sur les données Phébus-2018, retient le scénario de hausse des prix Gaz et Fioul + et considère une hausse des coûts de la rénovation de 10 %.

À coût d'abattement donné, la borne supérieure du potentiel de réduction des émissions de CO₂ peut être jusqu'à quatre à cinq fois plus élevée que la borne inférieure. Inversement, pour un potentiel d'abattement fixé à 50 %, les coûts d'abattement correspondants peuvent varier de 200 euros à plus de 500 euros/tCO₂.

Graphique 23 – Potentiel d'abattement d'une rénovation du parc vers l'étiquette A dans un scénario « tout vers électricité » en fonction du coût d'abattement par tonne de CO₂, avec prise en compte des sources d'incertitude



Note : la courbe noire correspond à la situation de référence. Les quatre autres courbes combinent différentes variations d'hypothèses (voir Tableau 7 *supra*). Il s'agit plus précisément des bornes hautes et basses des résultats obtenus en considérant une durée de la rénovation de trente ans, puis une durée de vingt ans. Au total, 24 combinaisons d'hypothèses sont possibles.

Lecture : la rénovation des logements dont le coût d'abattement est de 200 €/tCO₂ permet de réduire de 5 % à 25 % les émissions du parc résidentiel français en rénovant les logements vers l'étiquette A.

Source : modèle Res-IRF, Cired

Des analyses de sensibilité spécifiques à chaque source d'incertitude ont également été menées afin de déterminer quels paramètres influent le plus sur les résultats. L'effet qualité, associé ici à la durée des bénéfices liés à la rénovation, apparaît comme la plus forte source d'incertitude sur les résultats. Ce résultat est aussi lié au fait que c'est le paramètre sur lequel la variation appliquée a été la plus forte (voir [Annexe 5](#) pour plus de détails sur les analyses de sensibilité).

4.3. La rentabilisation progressive des actions de rénovation par la valeur de l'action pour le climat

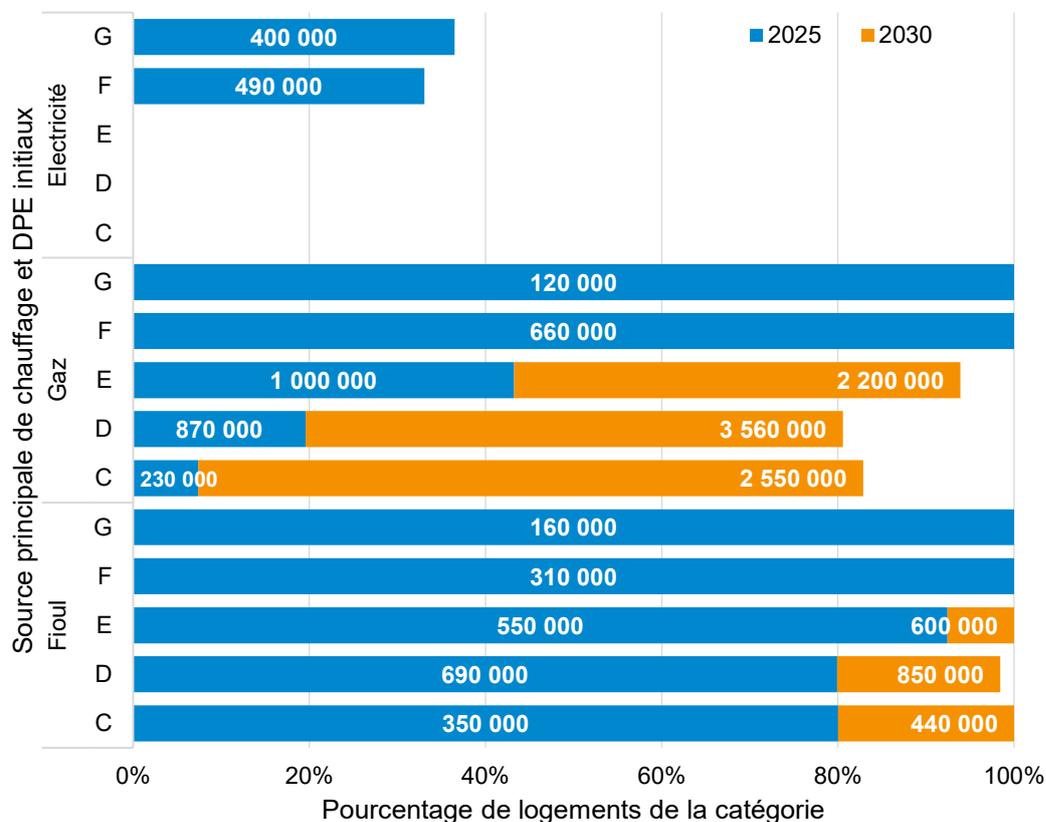
La valeur de l'action pour le climat (VAC) définit l'effort que la société est prête à consacrer à la réduction des émissions de GES. La rentabilité socioéconomique d'un projet peut s'apprécier en comparant cette valeur à la date de l'investissement au coût d'abattement lorsque celui-ci est « ajusté à la VAC¹ ». Toutes les actions dont le coût d'abattement est inférieur à la VAC à la date de l'investissement (250 €/tCO₂ pour les actions ayant lieu en 2030, par exemple) devraient en principe être déployées pour respecter la trajectoire de décarbonation française.

Le Graphique 24 page suivante montre le potentiel de rénovations rentables d'une rénovation très performante vers B (type BBC rénovation) couplée à l'électrification du vecteur (impliquant une électrification performante type PAC) « rentabilisé » par la valeur de l'action pour le climat en 2025 et 2030. Dès 2025, cette action serait socioéconomiquement rentable pour 5,8 millions de logements. À l'horizon 2030, c'est 12,4 millions de logements de toutes étiquettes qu'il serait socioéconomiquement rentable de rénover vers des niveaux B et d'électrifier.

Le niveau de performance des logements conditionne en partie la rentabilisation progressive des investissements. Ainsi, la VAC rentabiliserait avant tout la rénovation des passoires énergétiques, dont beaucoup sont caractérisées par des cobénéfices importants en termes de santé. Plus précisément, en 2025 cela concernerait parmi les logements F et G la quasi-totalité de ceux chauffés au fioul et la moitié de ceux chauffés au gaz. À mesure que le parc serait rénové et que la VAC augmenterait, il deviendrait également rentable de rénover les logements gaz et fioul plus performants (étiquettes E et D, C). Parmi les logements déjà électrifiés, les rénovations rentables concerneraient uniquement les passoires.

¹ Voir le volet méthodologique du rapport : Criqui P. (2021), *Les coûts d'abattement. Partie 1 – Méthodologie*, rapport de la commission sur les coûts d'abattement, France Stratégie, juin.

Graphique 24 – Évolution du potentiel de logements dont la rénovation vers B avec électrification du vecteur se fait à coût d'abattement ajusté à la VAC inférieur à la VAC en 2025 et 2030



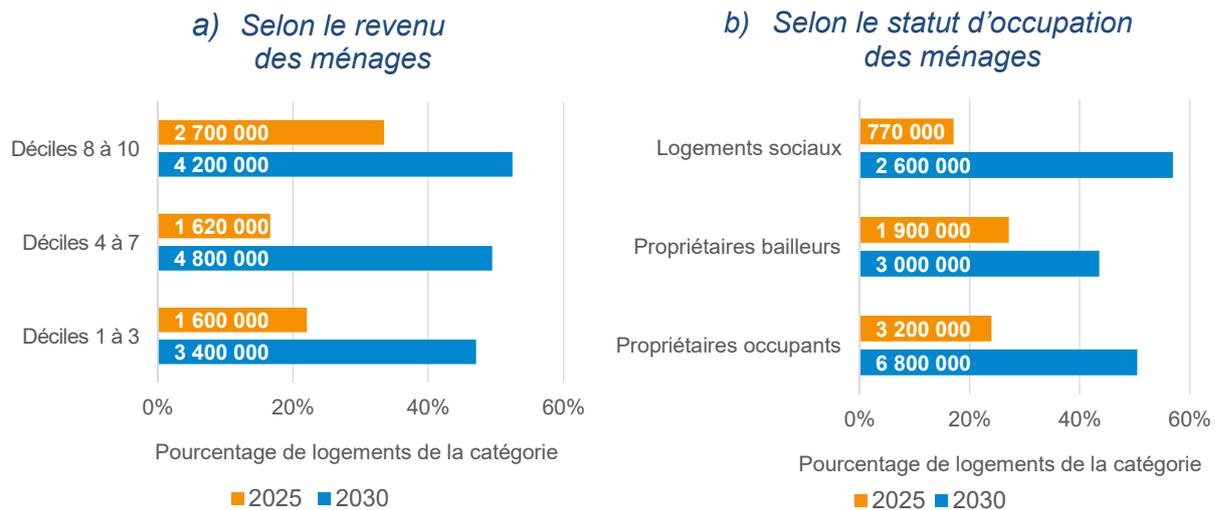
Lecture : sous les hypothèses retenues, il serait rentable de rénover vers B avec électrification performante du chauffage 80 % des logements de classe D chauffés au fioul dès 2025. Cela représente 690 000 logements. En 2030, il sera rentable pour près de la totalité de ces logements d'effectuer une telle rénovation. Ce type de rénovation serait aussi rentable pour 50 % des logements de classe F chauffés au gaz, soit 330 000 logements. Ce potentiel pourrait atteindre la totalité de cette catégorie de logements en 2030 dans le cas où la décarbonation du gaz serait limitée.

Source : France Stratégie d'après Res-IRF, Cired

Parmi les logements rentables en 2025, 32 % sont occupés par des locataires privés ; 13 % par des locataires sociaux et 55 % par des propriétaires occupants (voir Graphique 25). Ces parts sont relativement proches de celles observées sur la totalité de l'échantillon du parc de logements considéré, qui sont respectivement de 28 %, 18 % et 54 %. 27 % des occupants des logements rentables sont des ménages appartenant aux déciles de revenu 1 à 3, ce qui est également proche de la part des logements occupés par des ménages à bas revenus sur le parc. Au total, parmi les logements rentables en 2025, 40 % sont occupés par des locataires du privé ou des ménages à bas revenus. Par ailleurs, il s'agit pour 45 % de logements collectifs privés (propriétaires occupants et locataires). Beaucoup de ces logements sont donc sujets à des barrières de marché telles

que décrites plus haut. En 2030, la distribution des statuts d'occupation (locataires du privé ou du social ; propriétaires occupants) et des déciles de revenu parmi les logements rentables se rapproche encore davantage de la distribution moyenne.

Graphique 25 – Nombre de logements pour lesquels une rénovation vers B est rentabilisée par la VAC en 2025 et 2030



Source : modèle Res-IRF, Cired

Retenir un contenu carbone initial pour l'électricité plus faible (*i. e.* celui de la RE2020 au lieu de celui retenu précédemment par la RT2012) ne modifie pas significativement le volume de rénovations rentables au regard de la VAC. Le nombre de logements chauffés au gaz et au fioul pour lesquels la rénovation vers B avec électrification est rentable en 2030 augmente légèrement puisque la baisse du contenu carbone de l'électricité contribue à augmenter les gains d'émissions des rénovations des logements chauffés aux vecteurs fossiles. À l'inverse, ce type de rénovation reste rentable pour moins de logements initialement chauffés à l'électricité.

La rentabilité des logements chauffés au gaz et à l'électricité dépend aussi largement du potentiel de décarbonation de ces vecteurs. L'intégration d'une trajectoire de décarbonation complète du gaz à l'horizon 2050 aboutirait en effet à ce que le nombre de rénovations rentables sur le parc décroisse significativement, jusqu'à 3,5 millions de logements en 2025 et 2030. Supposer une décarbonation complète du gaz pour les logements aujourd'hui chauffés au gaz limite en effet fortement la pertinence de leur rénovation. Il serait alors rentable en 2030 de rénover au niveau BBC seulement 3 % de ces logements, contre 92 % dans le cas d'un gaz non décarboné. Ces rénovations permettraient alors de réduire les émissions annuelles moyennes de l'ordre d'un quart en 2030 sur les trente années suivantes par rapport au niveau d'émissions de 2018, contre trois quarts en retenant un gaz non décarboné.

5. Pistes d'amélioration de l'évaluation des coûts d'abattement de la rénovation

L'exercice présenté ici nous a permis d'énoncer de premiers messages tirés de l'analyse des coûts d'abattement dans le bâtiment résidentiel. Certaines hypothèses sont formulées dans un souci de simplification, quand d'autres s'expliquent plus largement par les limites des informations disponibles et des modèles. Au bout du compte, la connaissance des coûts et des impacts réels des actions de réduction des émissions dans le résidentiel est aujourd'hui encore insuffisante et ne permet pas de répondre pleinement à certains besoins d'arbitrages fondamentaux dans la décision publique. Quelques pistes d'amélioration sont proposées ici afin de renforcer, à l'avenir, la robustesse des résultats.

Au-delà de ces pistes d'amélioration, un dialogue entre modélisateurs, thermiciens et praticiens de la rénovation sur la manière d'appréhender ces paramètres clés permettrait à moyen terme une amélioration nette des évaluations.

5.1. Dépasser l'approche statique

Les coûts d'abattement présentés ici ont été calculés dans une perspective statique, se traduisant par un scénario contrefactuel qui prolonge à l'identique la situation de référence. En particulier, cette approche ne permet pas de tenir compte du vieillissement ni de l'amélioration spontanée des logements au sein du parc.

Apprécier l'interaction entre l'électrification des usages et la décarbonation de l'électricité

Massifier l'électrification des logements implique de tenir compte de l'effet de retour sur la capacité de décarbonation du vecteur électrique et sur le prix de ce vecteur. Intégrer les interactions entre l'électrification des usages et les contraintes sur la production d'électricité permettrait de mieux appréhender les potentiels de décarbonation permis par l'électrification.

Affiner les hypothèses de projection sur lesquelles reposent les calculs

Le coût d'abattement associé à une action de rénovation réalisée aujourd'hui est largement dépendant :

- de la trajectoire future des prix des différents vecteurs énergétiques (électricité, gaz, etc.), faisant peser une forte incertitude même dans le cas où les coûts d'investissement seraient parfaitement connus ;
- de la qualité de réalisation de l'action, qui conditionne la performance atteinte ou la durée de l'efficacité de la rénovation dans le temps ;

- du progrès technique, soumis à l'incertitude mais qui conditionne l'évolution du coût d'actions futures ;
- des hypothèses de décarbonation des vecteurs énergétiques.

S'il restera difficile de prévoir avec plus de certitude les évolutions des prix des énergies et les technologies à venir, des travaux empiriques permettant d'estimer les paramètres de qualité des rénovations permettraient d'améliorer largement l'évaluation des coûts d'abattement.

5.2. Consolider les estimations et les hypothèses de coût d'investissement et d'efficacité des rénovations

Certaines données importantes pour le paramétrage du modèle sont encore mal connues, dans le sens où elles sont encore parcellaires, fondées sur le dire d'experts ou non systématiquement renseignées dans des bases de données consolidées.

C'est le cas notamment des données de coût d'investissement dans la rénovation. Ces données de coût sont intrinsèquement difficiles à obtenir et il n'existe pas, à ce jour, d'évaluation statistique fiable et suffisamment complète pour définir une évaluation précise du coût optimisé des actions de rénovation. Les montants définis dans Res-IRF se fondent ainsi principalement sur le dire d'experts. La création de bases de données consolidées et le renforcement de la littérature empirique sur ce sujet seraient indispensables pour valider les montants définis dans le modèle.

Par ailleurs, il convient de lever l'hypothèse de séparation entre le coût des actions de changement de vecteur énergétique et le coût des actions sur la performance énergétique. Cette hypothèse rend le coût de changement de vecteur uniquement dépendant de la surface du logement, mais pas du besoin réel en puissance pour chauffer le logement à une température donnée. Cela permettrait de rendre compte de la décroissance du coût de changement de vecteur avec la hausse de la performance initiale du logement. Autrement dit, cela amènerait, par exemple, à différencier le coût d'un changement du gaz vers l'électricité d'un logement F sans rénover l'enveloppe d'un même changement de vecteur effectué dans le cadre d'une rénovation permettant d'atteindre le niveau BBC. Cela refléterait la baisse du besoin en puissance énergétique à mesure que le bâti s'améliore, ce qui rendrait le changement de vecteur d'autant moins coûteux.

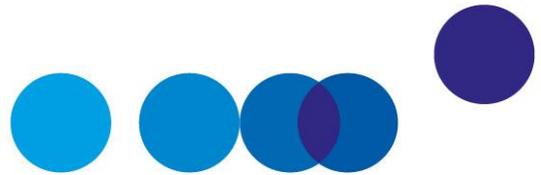
Enfin, l'efficacité réelle des rénovations mériterait d'être beaucoup mieux documentée par des travaux empiriques et son évaluation nécessiterait la collecte de données sur l'état et les caractéristiques précis des logements avant et après travaux, incluant notamment les informations sur la consommation conventionnelle et effective, le détail des travaux mis en œuvre, les caractéristiques des occupants ou encore une mesure de la température intérieure avant et après travaux. Des travaux en cours au CGDD devant aboutir en 2023 vont en ce sens.

5.3. Affiner la représentation des gestes de rénovation et les vecteurs énergétiques

L'absence de distinction explicite entre les systèmes de chauffage pour un même vecteur dans le modèle utilisé, notamment entre les convecteurs à effet joule ou les pompes à chaleur pour le vecteur électrique, ne permet pas de tenir compte de la forte variabilité de coûts et d'efficacité qui les caractérise. Ainsi, les coûts d'abattement des solutions avec transition vers le vecteur électrique sont estimés indépendamment de la manière dont est opérée l'électrification, qui est pourtant susceptible d'affecter significativement le résultat sur les émissions.

Ces hypothèses et leurs limites ne permettent d'aborder que partiellement la question de l'arbitrage entre performance énergétique du bâti et décarbonation par changement de vecteur, et appellent à des travaux additionnels.

De même, les modèles devraient être empiriquement mieux fondés et pourraient être développés de sorte à mieux tenir compte à la fois de l'interdépendance entre les gestes, afin de davantage capter l'inefficacité des rénovations par étapes, et de l'interaction entre la consommation d'énergie dans le secteur résidentiel et les secteurs de production d'énergie, en particulier avec les secteurs d'énergie à faible contenu carbone (électricité, biogaz, etc.). Une nouvelle version du modèle Res-IRF du Cired incluant une description plus fine des gestes de rénovation et un calibrage des coûts empiriquement mieux fondé sera bientôt disponible.



CHAPITRE 4

COMPLÉMENTS SUR LE TERTIAIRE ET LES RÉSEAUX DE CHALEUR

1. Les coûts d'abattement dans le parc tertiaire

Le parc tertiaire a également un rôle important à jouer dans la décarbonation du secteur du bâtiment. Les branches d'activité tertiaire (commerces, bureaux, hébergement-restauration, établissements de santé, d'enseignement, de sport ou de loisirs, etc.) consommaient en France 15 % de la consommation totale d'énergie finale (plan Bâtiment durable, 2017¹) et émettaient 8 % des émissions directes totales de CO₂ en 2015, ce qui en fait un gisement de décarbonation significatif.

Une étude du CGDD publiée en 2020² propose une évaluation des coûts d'abattement des actions permettant d'atteindre les objectifs fixés par la SNBC dans le parc tertiaire existant en 2015 à partir de simulations du modèle ENERTER Tertiaire développé par Énergies demain et le Centre énergétique et procédés de l'École des mines de Paris (voir [Annexe 6](#)).

Ces coûts d'abattement considèrent à la fois des actions de réduction de la consommation d'énergie et une décarbonation du mix énergétique. Les simulations retiennent comme hypothèse une diminution tendancielle de la consommation unitaire de chauffage, qui serait divisée par deux entre 2015 et 2050. Le poids du chauffage dans la consommation d'énergie et dans les émissions du secteur étant plus faible que pour le résidentiel, le potentiel d'abattement est aussi associé aux autres usages énergétiques (électricité spécifique, en particulier).

D'après ces simulations, les coûts d'abattement moyens estimés liés au renforcement des mesures pour atteindre les objectifs fixés varient entre 100 € et 200 €/tCO₂. Ces résultats doivent être considérés comme des ordres de grandeur estimés sur la base des données

¹ Plan Bâtiment durable (2017), *Rapport d'activité 2017*, rapport technique.

² 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.

disponibles et des hypothèses et, ces coûts d'abattement correspondant à des coûts moyens, ils ne permettent pas de révéler l'hétérogénéité des situations, et en particulier les coûts marginaux les plus élevés permettant d'atteindre la neutralité carbone.

2. Les coûts d'abattement dans les réseaux de chaleur

Un réseau de chaleur est un système de distribution de chaleur produite de manière centralisée et permettant de desservir un grand nombre d'usagers (logements collectifs, regroupements de logements individuels, bâtiments publics ou bureaux) sur un territoire donné. Chaque réseau est composé¹ :

- d'une ou plusieurs unités de production de chaleur, à partir de combustion d'énergies fossiles (gaz ou fioul), de renouvelables (biomasse, géothermie), ou par récupération de chaleur (incinération des déchets, eaux usées, etc.) ;
- de canalisations pour le transport de la chaleur par fluide caloporteur (vapeur ou eau chaude) qui constituent le réseau de distribution primaire ;
- de sous-stations d'échange de chaleur entre le réseau de distribution primaire et le réseau de distribution secondaire (géré au niveau du bâtiment) à proximité des bâtiments desservis.

Le développement des réseaux de chaleur doit répondre aujourd'hui à un triple enjeu : l'extension des infrastructures actuelles, la création de nouveaux réseaux, et l'accroissement de l'approvisionnement de ces réseaux en chaleur renouvelable et de récupération.

2.1. Les réseaux de chaleur en France : un développement conséquent mais insuffisant au regard des objectifs à atteindre

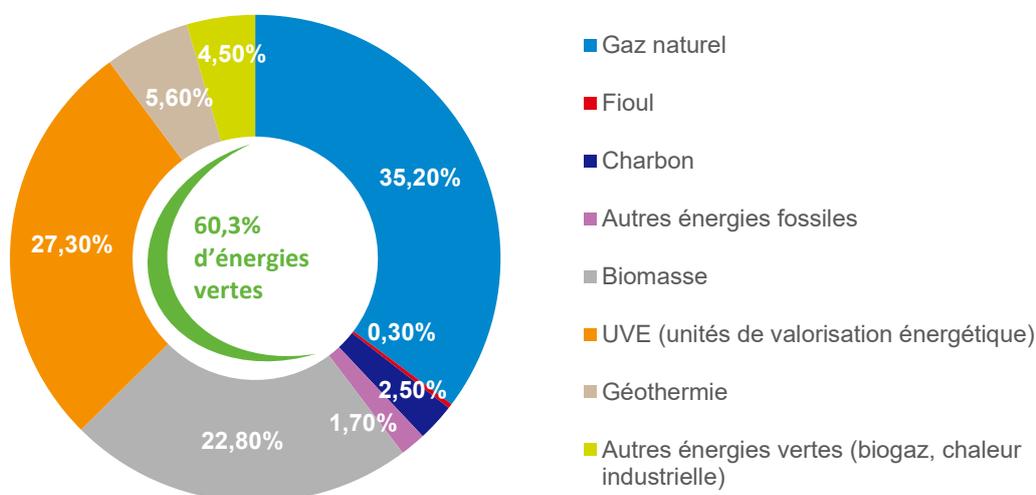
En 2020, le Syndicat national du chauffage urbain dénombre 833 réseaux de chaleur sur le territoire français², qui s'étendent sur 6 200 kilomètres, soit presque deux fois plus qu'en 2009, et livrent 25,4 TWh à plus de 43 000 bâtiments. En 2020, 60 % des énergies utilisées pour la production de chaleur en France étaient renouvelables ou de récupération (ENR & R) (voir Graphique 26), contre 31 % en 2009. Le gaz naturel représente quant à lui une part encore importante de 35 %. La mise en place du Fonds chaleur³ de l'Ademe en 2009 a significativement contribué à cette évolution, en assurant un soutien financier.

¹ D'après Cerema et MTE : voir <https://www.ecologie.gouv.fr/reseaux-chaleur> et <http://reseaux-chaleur.cerema.fr/reseaux-de-chaleur-couts-et-aides-publiques>.

² SNCU (2021), *Enquête nationale sur les réseaux de chaleur et de froid*, enquête annuelle, décembre.

³ Dispositif de soutien financier des projets de production de chaleur renouvelable et de récupération, mis en place par l'Ademe en 2009.

Graphique 26 – Bouquet énergétique des réseaux de chaleur en France en 2020



Source : enquête nationale du Syndicat national de chauffage urbain (SNCU) sur les réseaux de chaleur et de froid, édition 2021

Sous les effets conjoints du verdissement des réseaux existants, à la fois par la baisse du recours aux énergies fossiles et la création de nouveaux réseaux valorisant au moins 50 % d'ENR & R (biomasse, géothermique, pompes à chaleur, etc.), le contenu carbone moyen des réseaux de chaleur a diminué de 46 % entre 2009 et 2020, en passant de 190 gCO₂/kWh à 101 gCO₂/kWh. Même en incluant les pertes d'énergie dans la distribution, ce contenu carbone le rend nettement moins émissif que le gaz naturel (234 g/kWh) ou le fioul domestique (300 gCO₂/kWh). Les réseaux les plus décarbonés ont un contenu moyen en CO₂ de 90 gCO₂/kWh (SNCU, 2020¹). Les réseaux de chaleur constituent donc un gisement potentiel significatif de réduction des émissions.

Ces dernières années ont été marquées par un accroissement du nombre de réseaux de chaleur décarbonés, c'est-à-dire fonctionnant avec au moins 50 % d'ENR & R (+11 % depuis 2017). Malgré une avancée significative dans le développement de ces réseaux et le remplacement des énergies carbonées par des ENR & R, le taux de raccordement actuel des bâtiments résidentiels et tertiaires à un réseau de chaleur en France ne s'élève qu'à 6 %, ce qui demeure nettement en deçà de la moyenne européenne (13 %) (HCC, 2021).

De plus, le rythme de croissance actuel de livraison d'ENR & R par les réseaux est insuffisant au regard des objectifs fixés dans la LTECV. Celle-ci vise 39,5 TWh de production de chaleur renouvelable en 2030, avec des objectifs intermédiaires fixés dans la trajectoire prévue par la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) de 2020 à 24,4 TWh en 2023 et entre

¹ SNCU (2021), *Enquête nationale sur les réseaux de chaleur et de froid*, op. cit.

31 TWh et 36 TWh en 2028. Au rythme actuel, 5,8 TWh manqueraient par rapport à l'objectif de 2023. Une multiplication par trois, *a minima*, du rythme de verdissement du réseau serait nécessaire à l'atteinte des objectifs de 2023 de la PPE.

2.2. Les coûts d'abattement d'un réseau de chaleur : l'exemple du réseau de la métropole de Grenoble

Cette section illustre le calcul du coût d'abattement associé à l'extension d'un réseau de chaleur existant en s'appuyant sur des données qui ont pu être obtenues sur le projet d'extension du réseau de la métropole de Grenoble. Dans le cadre de l'élaboration de son schéma directeur énergie pour 2030, Grenoble-Alpes Métropole a réalisé, avec le bureau d'études Artelys, une étude pour la construction de la transition énergétique à l'horizon 2030 comparant trois scénarios d'évolution du réseau de chauffage urbain. Les calculs présentés ici s'appuient sur cette étude. Néanmoins, toutes les valeurs nécessaires aux calculs n'étant pas disponibles, des hypothèses additionnelles ont dû être retenues et les résultats présentés ne peuvent donc pas être considérés comme une évaluation exacte du coût d'abattement associé au réseau de chaleur de Grenoble-Alpes Métropole.

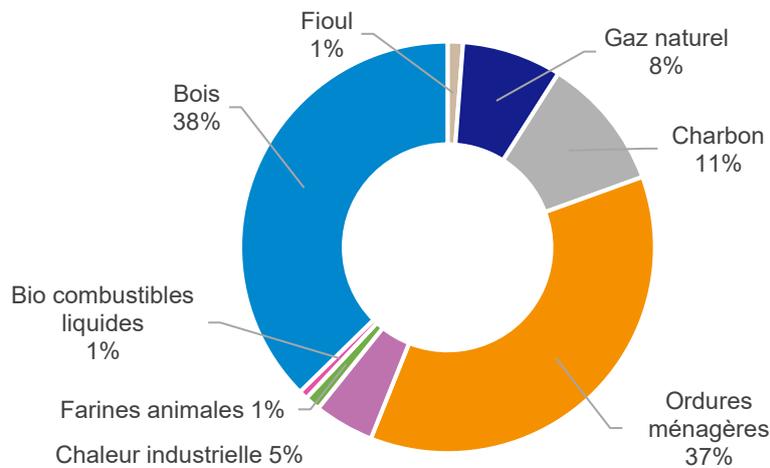
Le réseau principal de Grenoble-Alpes Métropole est particulièrement développé puisqu'il s'agit du deuxième plus gros en France. Créé en 1960, il s'étend aujourd'hui sur 170 kilomètres et 99 IRIS¹, et raccorde 100 000 équivalents-logements. La gestion du réseau de la métropole est assurée par la compagnie de chauffage intercommunale de l'agglomération grenobloise (CCIAG). En 2020, 80 % du mix énergétique du réseau grenoblois est constitué d'énergies renouvelables et de récupération (voir Graphique 27).

Au moment de l'étude en 2017, le réseau central est composé de trois principales unités de production de chaleur :

- l'unité d'incinération et de valorisation énergétique Athanor (principaux combustibles : déchets, gaz). Il est prévu que la production de cette centrale diminue d'ici 2030 ;
- la chaufferie de la Poterne (mix charbon, bois, fioul, farines animales, gaz) ;
- la chaufferie de Villeneuve (mix fioul, charbon, bois). La fin de vie de cette centrale est prévue pour 2030. Selon le scénario retenu, elle sera soit fermée soit rénovée pour devenir une centrale alimentée à 100 % en bois.

¹ Découpage d'un territoire en mailles de taille homogène, appelées « îlots » – regroupés pour l'information statistique (IRIS) – selon des critères démographiques ou géographiques.

Graphique 27 – Mix énergétique du réseau de chauffage urbain de Grenoble en 2020-2021



Source : [Compagnie de chauffage du réseau urbain de Grenoble-Alpes Métropole](#)

Par ailleurs, une nouvelle unité de production biomasse (bois, avec fioul en appoint) en remplacement d'une chaufferie au fioul était en cours de construction au moment de l'étude et a depuis été mise en service sur la saison de chauffe 2020-2021. Une installation de récupération de chaleur fatale sur le site industriel chimique de Pont-de-Claix a également été mise en route à l'automne 2018.

L'étude de cas présentée ici consiste à évaluer les coûts d'abattement associés à l'élargissement du réseau de chauffage urbain existant.

Deux projets alternatifs qui se différencient principalement par le niveau de raccordement atteint en 2030 (autrement dit, le nombre de clients raccordés) et par le niveau de décarbonation du réseau sont évalués en les comparant à un scénario contrefactuel de référence (voir Encadré 4¹).

Le coût d'abattement associé à chacun de ces projets est évalué par rapport à un même scénario contrefactuel selon lequel le réseau serait maintenu à sa taille initiale. La démarche de construction des scénarios pour le réseau de chaleur urbain en 2030, d'estimation des coûts complets de chaque option et de calcul des coûts d'abattement est détaillée en [Annexe 7](#).

¹ Voir [Annexe 7](#) pour la manière dont les scénarios ont été définis par Artelys et la métropole de Grenoble.

Encadré 4 – Scénarios d'élargissement du réseau de chaleur de Grenoble

Scénario 1 : raccordement de tout le potentiel

Dans ce premier scénario, l'extension du réseau raccorderait l'ensemble des usagers de chaleur urbaine situés dans une zone de densité supérieure à 1,5 MWh par mètre linéaire.

L'augmentation des capacités du réseau inclut la rénovation de la centrale Villeneuve en 100 % bois ainsi que la mise en place d'un projet de récupération de chaleur de la plateforme chimique du Pont-de-Claix (+ de 50 % ENR, - de 50 % gaz).

Sous ces hypothèses, le potentiel raccordable maximal serait atteint, soit 542 GWh en 2030 de plus qu'en l'absence d'extension du réseau.

Le nombre d'usagers et la consommation de chaleur augmenterait significativement pour atteindre 1 100 GWh en énergie finale desservis aux usagers en 2030.

Scénario 2 : raccordement limité à un seuil de la densité du réseau

Dans ce scénario, l'extension du réseau raccorderait dans ce scénario l'ensemble des usagers de chaleur urbaine situés dans une zone de densité supérieure à 4,5 MWh par mètre linéaire. L'augmentation des capacités du réseau inclut la rénovation de la centrale Villeneuve en 100 % bois.

Sous ces hypothèses, le potentiel raccordable atteint serait en 2030 de 300 GWh de plus qu'en l'absence d'extension du réseau.

Le nombre d'usagers et la consommation de chaleur augmenteraient pour atteindre 810 GWh en énergie finale desservis aux usagers en 2030.

Scénario de référence : pas de nouveaux raccordements du réseau

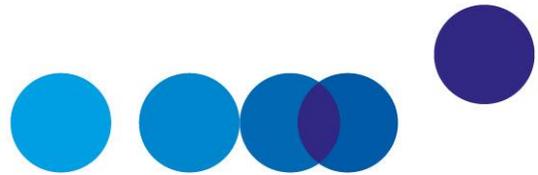
Sous le scénario contrefactuel de référence, le réseau ne serait pas étendu, il n'y a donc pas de nouveaux usagers.

Ce scénario intègre néanmoins une décarbonation tendancielle du réseau sous l'effet de la fermeture de la centrale Villeneuve en 2030 et la mise en service de la centrale Biomax, et considère une diminution de la consommation des clients actuels du chauffage urbain de 28 % (soit 222 GWh) d'ici 2030 (selon le scénario de demande énergétique du schéma directeur énergie de la métropole).

Sous ces hypothèses, la consommation globale des bâtiments raccordés aujourd'hui au réseau de chaleur diminuerait tendanciellement pour passer de 790 GWh à 568 GWh en 2030.

Les principaux résultats sont les suivants :

- L'extension du réseau de chauffage urbain couplée à la hausse du recours aux énergies renouvelables pour la production du réseau permet de réduire significativement les émissions liées au chauffage sur le territoire (entre 1,2 et 1,4 million tCO₂ cumulées sur trente ans d'après les hypothèses retenues). Du fait de la moindre part d'ENR & R intégrée dans le mix énergétique du réseau du premier projet (scénario 1), son contenu carbone est plus élevé, ce qui explique le faible écart des émissions évitées cumulées entre les deux scénarios.
- L'option consistant à raccorder l'ensemble du potentiel (scénario 1) affiche un coût d'abattement de l'ordre de 260 €/tCO₂, contre 70 €/tCO₂ pour l'option consistant à limiter l'extension du réseau aux zones les plus denses, du fait des coûts marginaux croissants des raccordements et d'un contenu carbone de la chaleur plus important dans le cas d'une production plus importante.
- L'option consistant à limiter l'extension du réseau aux zones les plus denses (scénario 2) est rentable par rapport à la trajectoire de la VAC dès 2020 ; celle consistant à raccorder l'ensemble du potentiel (scénario 1) ne le serait qu'à partir de 2027 en considérant une durée de l'investissement de trente ans, mais sa VAN socioéconomique ne rattraperait pas celle de l'autre option. Malgré sa moindre rentabilité en comparaison du scénario 2, on voit donc que le scénario 1 reste pertinent à moyen terme dans l'optique d'atteindre une décarbonation plus profonde.



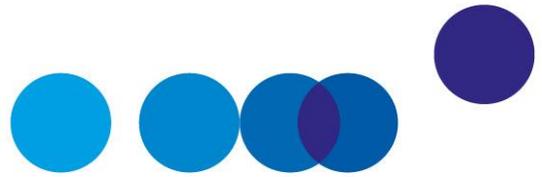
RÉFÉRENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- Ademe (2015), *Observatoire permanent de l'amélioration énergétique du logement*.
- Ademe (2020), *Positionnement de l'Ademe sur le calcul du contenu CO₂ de l'électricité, cas du chauffage électrique*.
- Ademe (2021), *Transition(s) 2050. Choisir maintenant. Agir pour le climat*, rapport, novembre, 686 p.
- Ademe, Dorémi et Enertech (2021), *La rénovation performante par étapes. Étude des conditions nécessaires pour atteindre la performance BBC rénovation ou équivalent à terme en logement individuel*, rapport, janvier.
- Akerlof G. (1970), « *The market for "lemons": Quality uncertainty and the market mechanism* », *Quarterly Journal of Economics*, vol. 84(3), p. 488-500.
- Allibe B. (2012), *Modélisation des consommations d'énergie du secteur résidentiel français à long terme. Amélioration du réalisme comportemental et scénarios volontaristes*, thèse, École des hautes études en sciences sociales.
- Aussilloux V., Chabrol F., Giraudet L.-G. et Vivier L. (2021), « *Quelle rentabilité économique pour les rénovations énergétiques des logements ?* », *La Note d'analyse*, n° 104, France Stratégie, décembre.
- Aydin E., Kok N. et Brounen D. (2017), « *Energy efficiency and household behavior: The rebound effect in the residential sector* », *The RAND Journal of Economics*, 48(3), p. 749-782.
- Barker T., Dagoumas A. et Rubin J. (2009), « *The macroeconomic rebound effect and the world economy* », *Energy Efficiency*, 2(4), mai, p. 411-427.
- Barker T., Ekins P. et Foxon T. (2007), « *The macro-economic rebound effect and the UK economy* », *Energy Policy*, 35(10), octobre, p. 4935-4946.
- Belaïd F., Bakaloglou S. et Roubaud D. (2018), « *Direct rebound effect of residential gas demand: Empirical evidence from France* », *Energy Policy*, 115, avril, p. 23-31.
- Blaise G. et Glachant M. (2019), « *Quel est l'impact des travaux de rénovation énergétique des logements sur la consommation d'énergie ? Une évaluation ex post sur données de panel* », *Revue de l'Énergie*, n° 646, septembre-octobre, p. 46-60.
- Commission européenne (2020), *Une vague de rénovations pour l'Europe : verdir nos bâtiments, créer des emplois, améliorer la qualité de vie*, Communication de la commission au

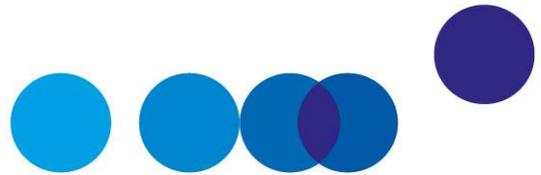
- Parlement européen, au conseil, au comité économique et social européen et au comité des régions, COM/2020/662, 14 octobre.
- Criqui P. (2021), *Les coûts d'abattement. Partie 1 – Méthodologie*, rapport de la commission sur les coûts d'abattement, France Stratégie, juin, 70 p.
- Cayla J.-M. et Osso D. (2013), *Does energy efficiency reduce inequalities? Impact of policies in Residential sector on household budget*, ECEEE Summer Study Proceedings, European Council for an Energy Efficient Economy (ECEEE), Toulon/Hyères, France, p. 1247-1257.
- CGDD, France Stratégie et SGPI (2022), *Évaluation socioéconomique des effets de santé des projets d'investissement public*, sous la direction de Benoît Dervaux et Lise Rochoaix, mars.
- CGDD (2015), *Un habitat plus compact et moins énergivore : pour quels coûts de construction ?*, *Études & Documents*, n° 135, Service de l'économie, de l'évaluation et de l'intégration du développement durable, décembre.
- Citepa (2022), *Gaz à effet de serre et polluants atmosphériques. Bilan des émissions en France de 1990 à 2021 – Format Secten*, rapport, juin.
- Cœuré B. (2021), *Comité d'évaluation du plan France Relance – Premier rapport*, Paris, France Stratégie, octobre, 455 p.
- Daumas L. (2020), « *Is the transition doomed to fail due to a rebound effect?* », *Regards croisés sur l'économie*, n° 25(1), janvier, p. 189-197.
- DG Trésor (2017), *Barrières à l'investissement dans l'efficacité énergétique : quels outils pour quelles économies ?*, Document de travail de la DG Trésor n° 2017/02, mars.
- Dolques G., Ledez M. et Hainaut H. (2022), *Quelles aides publiques pour la rénovation énergétique des logements ?*, rapport, I4CE, février.
- El Beze J. (2018), *Les rôles de la substitution et de l'efficacité énergétiques dans la décarbonation du parc de logements en France*, université Paris-Dauphine.
- Ezratty V., Ormandy D., Laurent M.-H., Duburcq A., Lenchi C., Boutière F. et Lambrozo J. (2017), « *Fuel poverty in France: Adapting an English methodology to assess the health cost implications* », *Indoor and Built Environment*, 26(7), juin, p. 999-1008.
- Fowlie M., Greenstone M. et Wolfram C. (2018), « *Do energy efficiency investments deliver? Evidence from the weatherization assistance program* », *The Quarterly Journal of Economics*, 133(3), août, p. 1597-1644.
- François D. (2014), « *Le parc des logements en France métropolitaine, en 2012 : plus de la moitié des résidences principales ont une étiquette énergie D ou E* », *Chiffres & statistiques*, n° 534, juillet.
- Gillingham K. T. et Palmer K. L. (2013), « *Bridging the energy efficiency gap: insights for policy from economic theory and empirical analysis* », *Review of Environmental Economics and Policy*, 8, octobre, p. 18-38.
- Gillingham K., Rapson D. et Wagner G. (2016), « *The rebound effect and energy efficiency policy* », *Review of Environmental Economics and Policy*, 10(1), p. 68-88.

- Giraudet L.-G., Bourgeois C., Quirion P. et Glotin D. (2018), *Évaluation prospective des politiques de réduction de la demande d'énergie pour le chauffage résidentiel*, rapport pour Ademe, MTES et ATEE, Cired, décembre.
- Giraudet L.-G., Houde S. et Maher J. (2018), « *Moral hazard and the energy efficiency gap: Theory and evidence* », *Journal of the Association of Environmental and Resource Economists*, 5(4), p. 755-790.
- Giraudet L.-G., Bourgeois C. et Quirion P. (2020), « *Efficacité économique et effets distributifs de long terme des politiques de rénovation énergétique des logements* », *Économie & prévision*, n° 217(1), p. 43-63.
- Glachant M., Kahn V. et Lévêque F. (2020), *Une estimation économétrique de l'impact des travaux de rénovation énergétique sur la consommation d'énergie et les émissions de carbone*, Résultats du module 2 de l'étude « Analyse économique et économétrique du dispositif des Certificats d'économies d'énergie », Mines Paris Tech – PSL, octobre.
- Haut-Commissariat au Plan (2022), « *Responsabilité climatique. La géothermie de surface : une arme puissante* », *Ouverture*, n° 12, octobre.
- Haut Conseil pour le climat (2020), *Rénover mieux : leçons d'Europe*, rapport, réponse à la saisine du gouvernement, novembre, 90 p.
- Haut Conseil pour le climat (2021), *Renforcer l'atténuation, engager l'adaptation*, rapport annuel 2021, juin, 183 p.
- Jevons S. W. (1865), *The Coal Question: An Inquiry Concerning the Progress of the Nation and the Probable Exhaustion of Our Coal Mines*, Londres, MacMillan, p. 140.
- Le Saout R., Mesqui B. et Rathle J.-P. (2022), *Le parc de logements par classe de consommation énergétique au 1^{er} janvier 2022*, Document de travail, n° 60, Observatoire national de la rénovation énergétique, juillet.
- Marmot M., Geddes I., Bloomer E., Allen J. et Goldblatt P. (2011), *The Health Impacts of Cold Homes and Fuel Poverty*, Londres, Friends of the Earth & the Marmot Review Team.
- Merly-Alpa T., Riedinger N. et Baudry M. (2020), *Le parc de logements par classe de consommation énergétique au 1^{er} janvier 2018*, Document de travail, n° 49, Observatoire national de la rénovation énergétique, septembre.
- Ministère de l'Écologie, du développement et de l'aménagement durable (2008), *Le retrait-gonflement des argiles. Comment prévenir les désordres dans l'habitat individuel ?*
- Ministère de la Transition écologique (2020), *Stratégie nationale bas-carbone. La transition écologique et solidaire vers la neutralité carbone*, Stratégie nationale bas-carbone, mars, 192 p.
- négaWatt (2020), *Concertation sur la réforme du DPE*, note d'analyse de l'association négaWatt, novembre, 8 p.
- négaWatt (2016), « *Qu'est-ce que la sobriété ?* », *Fil d'argent*, n° 5, hiver, p. 11-13.
- négaWatt (2021), *Scénario négaWatt 2022*, association négaWatt.

- Notaires de France (2021), *Performance énergétique : la valeur verte des logements*.
- Observatoire des métiers du BTP (2021), *Les métiers en tension dans le secteur du bâtiment*.
- Plan Bâtiment durable (2017), *Rapport d'activité 2017*, rapport technique.
- Pouget Consultant et Carbone 4 (2020), *Neutralité et logements : à quelles conditions le secteur résidentiel peut-il atteindre la neutralité carbone telle que définie dans la SNBC ?*
- 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.
- Quinet É. (2013), *L'évaluation socioéconomique des investissements publics*, Rapports & Documents, France Stratégie, septembre.
- Rénovons (2020), *Coûts et bénéfices d'un plan de rénovation des passoires énergétiques en 10 ans*, scénario Rénovons 2020, 64 p.
- 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.
- RTE et Ademe (2020), *Réduction des émissions de CO₂, impact sur le système électrique : quelle contribution du chauffage dans les bâtiments à l'horizon 2035 ?*, rapport, décembre, 266 p.
- Rudge J. (2011), « Indoor cold and mortality », in Braubach M., Jacob D. E. et Ormandy D. (dir.), *Environmental Burden of Disease Associated with Inadequate Housing*, WHO European Office, p. 81-95.
- Service des données et études statistiques (SDES) du MTE (2021), *Bilan énergétique de la France pour 2019*, Paris, SDES, janvier.
- Sidler O. (2022), *Du bon usage des pompes à chaleur*, rapport, Enertech, juillet.
- Syndicat national du chauffage urbain (2021), *Enquête nationale sur les réseaux de chaleur et de froid*, enquête annuelle, décembre.
- Sorrell S., Dimitropoulos J. et Sommerville M. (2009), « Empirical Estimates of the Direct Rebound Effect: A Review », *Energy Policy*, 37(4), 2009, p. 1356-1371.
- Toulouse E. et Gaspard A. (2022), *The Rise of Sufficiency in the French Energy Debate: a Comparative Analysis of Scenarios*, eceee 2022 Summer Study on energy efficiency 6 – 11 June, Presqu'île de Giens, Hyères, France.
- University of Warwick London School of Hygiene et Tropical Medicine (2003), *Statistical Evidence to Support the Housing Health and Safety Rating System*, t. I, Project Report, Londres, Office of the Deputy Prime Minister, 33 p.
- 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, 105 p.
- Vogt-Schilb A., Meunier G. et Hallegate S. (2018), « When starting with the most expensive option makes sense: Optimal timing, cost and sectoral allocation of abatement investment », *Journal of Environmental Economics and Management*, 88, mars, p. 210-233.



ANNEXES



ANNEXE 1

MEMBRES DE LA COMMISSION

Président

Patrick Criqui, directeur de recherche émérite CNRS, UMR GAEL, université Grenoble Alpes

Secrétariat

Bérengère Mesqui, coordinatrice, France Stratégie

Stéphane Crémel, Direction générale du Trésor

Maxime Gérardin, France Stratégie

Olivier de Guibert, Commissariat général au développement durable

Silvano Domergue, Commissariat général au développement durable

Boris Le Hir, France Stratégie

Aude Pommeret, France Stratégie

Alice Robinet, France Stratégie

Membres

Émilie Alberola, directrice Innovation et Recherche, Eco'Act

Yasmine Arsalane, Agence internationale de l'énergie

Emmanuel Combet, Ademe

Dominique Bureau, délégué général, Conseil économique pour le développement durable (CEDD)

Antoine Dechezleprêtre, OCDE

Jean-Guy Devezeaux de Lavergne, Institut I-tesé, CEA (Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives)

Matthieu Glachant, professeur d'économie, Mines Paristech

Joseph Hajjar, Direction générale de l'Énergie et du Climat

Jan Horst Keppler, professeur d'économie, université Paris-Dauphine

David Marchal, Ademe

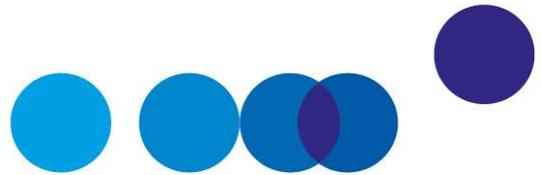
Yves Marignac, association négaWatt

Andrew Prag, Agence internationale de l'énergie (AIE)

Yannick Pérez, CentraleSupélec

Cédric Philibert, université Paris-Dauphine

Philippe Quirion, CNRS-Cired



ANNEXE 2

LES DIFFÉRENTS PÉRIMÈTRES DES ÉMISSIONS

Les standards internationaux classent les bilans d'émissions de GES des bâtiments, selon leur origine (directe ou indirecte), en trois catégories appelées « scope¹ » (Tableau A1).

Tableau A1 – Les sources d'émissions par scope dans le secteur du bâtiment

Scope 1 Émissions directes issues de l'exploitation des bâtiments	Scope 2 Émissions indirectes associées à l'énergie	Scope 3 Autres émissions indirectes
<ul style="list-style-type: none">• Combustion d'énergie fossile dans les bâtiments• Fuites de fluides frigorigènes au sein des bâtiments	<ul style="list-style-type: none">• Production de l'énergie utilisée dans les bâtiments (électricité)• Production de chaud/froid via des réseaux de chaleur	<ul style="list-style-type: none">• Construction des bâtiments• Fabrication des matériaux pour la construction ou la rénovation

Source : France Stratégie

Dans les approches sectorielles, il est nécessaire de bien définir les émissions prises en compte dans chaque secteur et d'assurer la cohérence de la comptabilité de ces émissions entre les secteurs pour ne pas compter certaines émissions plusieurs fois ou, à l'inverse, ne pas en omettre. Par exemple, si l'on retient le Scope 1 uniquement, les émissions liées à la production d'électricité utilisée dans les bâtiments résidentiels et tertiaires ne sont pas comptabilisées dans le secteur « bâtiment » mais elles doivent l'être dans le secteur « production d'énergie ». Dans ce cas, les émissions sont comptabilisées selon une approche « lieu de combustion/d'émission ». Comptabiliser l'intégralité des GES émis par l'usage et la production des bâtiments (*i. e.* Scopes 1, 2 et 3) constitue une approche « cycle de vie ».

¹ Greenhouse Gas Protocol (GHG Protocol).

Le Scope 1 est l'approche traditionnellement retenue pour comptabiliser à l'instant t les émissions du secteur du bâtiment, et c'est sur ce périmètre que sont fixés les objectifs de réduction d'émissions de la SNBC. Pour suivre le budget carbone du secteur, le Scope 1 constitue donc un périmètre adéquat de comptabilisation des émissions, dans le sens où ce choix comptable est réalisé en cohérence avec les autres secteurs (*i. e.* les émissions des Scopes 2 et 3 sont bien comptabilisées dans les autres secteurs).

En revanche, ce périmètre est trop restrictif pour le calcul du coût d'abattement, puisque l'impact d'une action donnée sur les émissions peut s'étendre au-delà du périmètre du secteur. Il est ainsi important de tenir compte des variations d'émissions induites dans les Scopes 2 voire 3 dans le calcul du coût d'abattement des actions de réduction d'émissions de GES. Par exemple, un changement de vecteur énergétique peut entraîner des émissions supplémentaires via un éventuel report des émissions sur le secteur de production de la nouvelle source énergétique. Plus précisément, si on s'intéresse au cas de l'électrification d'un usage, les émissions liées au surplus de production d'électricité doivent être prises en compte dans le coût d'abattement, au risque sinon de surévaluer les réductions réelles d'émissions liées à l'action.

Enfin, les émissions de GES des phases de construction et de démolition sont, à ce jour, plus difficilement mesurées. Comme pour la question de l'interdépendance avec le secteur producteur d'énergie, le choix du périmètre des émissions (usage ou cycle de vie) doit être cohérent entre tous les secteurs.



ANNEXE 3

COMPARER DIFFÉRENTS PARCOURS TYPES DE RÉNOVATIONS : ADEME, DORÉMI ET ENERTECH (2021)

L'étude de l'Ademe, Dorémi et Enertech (2021) compare le niveau de consommation *ex post* atteint par cinq parcours de rénovation : partielle, partielle renforcée, semi-globale, quasi complète, complète et performante. Seuls les deux derniers parcours types permettent de passer sous le seuil de 80 kWhEP/m²_{SRT}/an du niveau BBC rénovation.

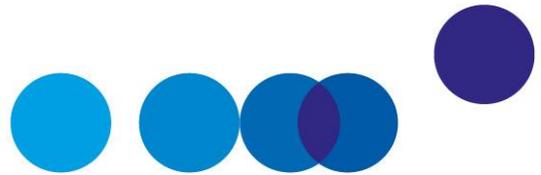
Tableau A2 – Niveau de consommation atteint après rénovation du parc selon le parcours de rénovation

Rénovation	Principales caractéristiques	Niveau de consommation post-rénovation (moyenne sur le parc < 1982)
Partielle	<ul style="list-style-type: none"> • 5 étapes successives de travaux unitaires (gestes) • Les 6 postes ne sont pas tous traités • Ne prend pas en compte l'objectif de performance à terme (logique d'entretien ou de remplacement) • N'anticipe pas les interfaces et interactions, ni le financement des travaux ultérieurs 	215,9 kWhEP/m ² shab.an (115 à 312 kWhEP/m ² shab.an)
Partielle renforcée	<ul style="list-style-type: none"> • Plusieurs étapes traitant les 6 postes de travaux • Gestes • N'anticipe pas les contraintes techniques ou financières liées aux travaux ultérieurs • Vise un niveau BBC pour chaque poste 	113,5 kWhEP/m ² shab.an (69 à 142 kWhEP/m ² shab.an)
Semi-globale	<ul style="list-style-type: none"> • 3 ou 4 étapes au maximum • Feuille de route • Vise le niveau BBC • La première étape regroupe le plus de postes de rénovation (prise en compte des interfaces et interactions), un poste par étape suivante 	91,7 kWhEP/m ² shab.an (61 à 135 kWhEP/m ² shab.an)

Rénovation	Principales caractéristiques	Niveau de consommation post-rénovation (moyenne sur le parc < 1982)
Quasi complète	<ul style="list-style-type: none">• 2 étapes• 1 poste de travaux est reporté dans le temps• Feuille de route : prise en compte des interfaces et interactions• Vise le niveau BBC	75,6 kWhEP/m ² shab.an (54 à 97 kWhEP/m ² shab.an)
Complète et performante	<ul style="list-style-type: none">• 1 seule étape• Vise le niveau BBC• Feuille de route : traite les 6 postes de travaux en tenant compte des interfaces et interactions entre ces postes	71 kWhEP/m ² shab.an (43 à 97 kWhEP/m ² shab.an)

Note : shab = surface habitable.

Source : Ademe, Dorémi et Enertech (2021), [La rénovation performante par étapes. Étude des conditions nécessaires pour atteindre la performance BBC rénovation ou équivalent à terme en logement individuel](#), rapport, janvier



ANNEXE 4

COMPLÉMENTS SUR LE CALCUL DES COÛTS D'ABATTEMENT DES ACTIONS DE RÉNOVATION ÉNERGÉTIQUE AVEC RES-IRF

1. Hypothèses structurantes

1.1. Segmentation du parc dans Res-IRF

Chaque logement est caractérisé par un quadruplet (q, e, d, r) avec :

- **q la performance énergétique** : $(q_i$ avant rénovation, q_f après rénovation) ;
- **e l'énergie de chauffage principale** : $(e_i$ avant rénovation, e_f après rénovation) ;
- **s la surface** : elle est prise en compte comme une fonction de d , définie comme le produit entre la surface moyenne observée pour chaque statut d'occupation et le type de logement :

Tableau A3 – Surface moyenne observée selon le statut d'occupation du ménage et le type de logement retenu dans Res-IRF

Statut d'occupation	Type de logement	Surface s (m ²)
Propriétaire occupant	Individuel	109,5
	Collectif	74,3
Propriétaire bailleur	Individuel	87,1
	Collectif	53,5
Occupant de logement social	Individuel	77,8
	Collectif	63,3

Champ : France métropolitaine.

Source : Fidéli 2018

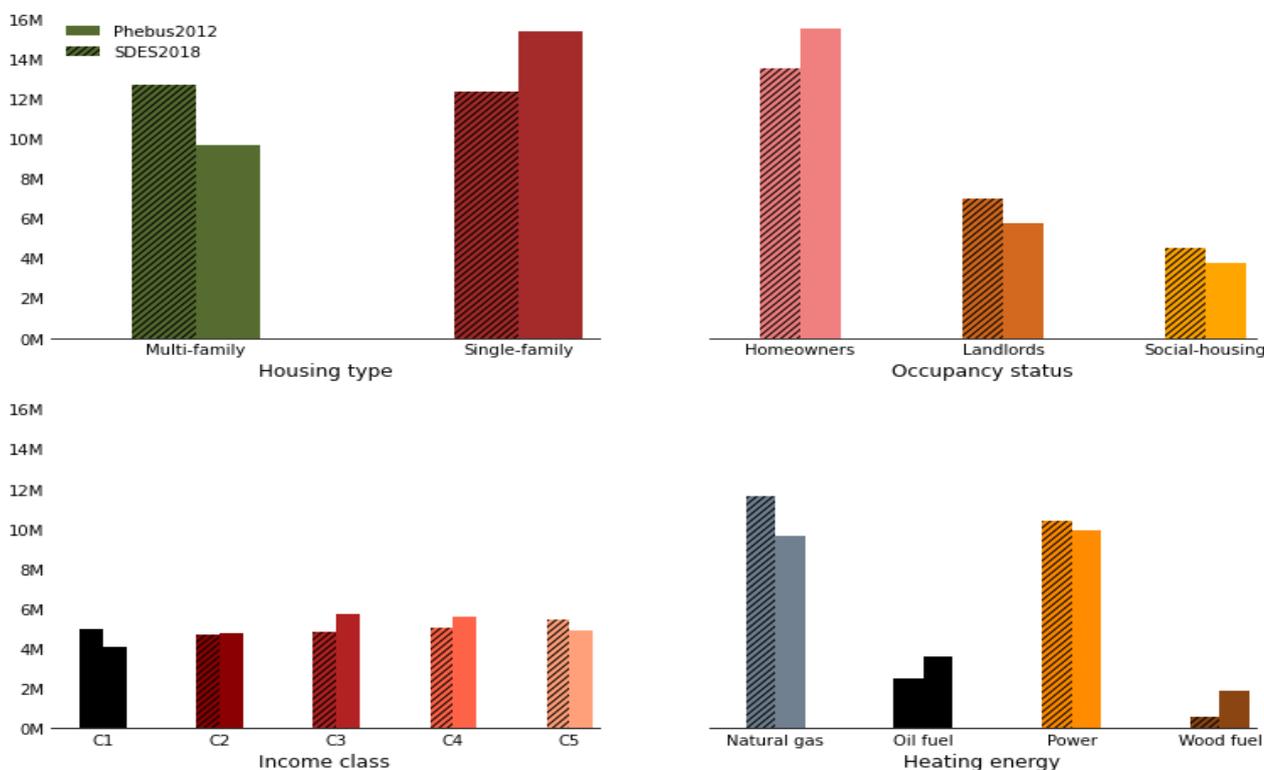
- r la classe de revenu des occupants, différenciée par décile de revenu de l'Insee :

Tableau A4 – Revenu disponible moyen des ménages (€/an) retenu dans Res-IRF

Décile	D1	D2	D3	D4	D5	D6	D7	D8	D9	D10
Revenu	13,628	20,391	24,194	27,426	31,139	35,178	39,888	454	54,309	92,735

Source : Fidéli 2018/Périmètre : France Métropolitaine

Graphique A1 – Répartition des effectifs des logements selon l'image du parc en fonction du statut d'occupation, le type de logement, l'énergie de chauffage et le revenu des ménages (2018)



Source : Cired

1.2. Les coûts de la rénovation

Tableau A5 – Matrices de coût unitaire de transition sur la performance énergétique (gauche) et de changement de vecteur énergétique (en €/m² TTC, hors subventions, et après TVA à 5,5 %)

		DPE final					
		F	E	D	C	B	A
DPE initial	G	76	136	201	271	351	442
	F		63	130	204	287	382
	E			70	146	232	331
	D				79	169	271
	C					93	199
	B						110

		Vecteur final			
		Élect.	Gaz naturel	Fioul domestique	Bois
Vecteur initial	Élect.	0	70	100	120
	Gaz	55	0	80	100
	Fioul	55	59	0	100
	Bois	55	50	80	0

Source : Giraudet et al. (2020), « *Efficacité économique et effets distributifs...* », op. cit., modèle Res-IRF

Les coûts intangibles, ou « résidus », sont ajoutés au coût financier dans Res-IRF par le biais d'un paramètre de calage qui confronte la décision des agents dans le modèle aux choix de rénovation observés. Ce paramètre reflète ainsi l'écart entre la décision qui devrait être prise et la décision effectivement observée dans la réalité. Dans ces travaux de calibrage du modèle Res-IRF, le Cired abouti à une estimation des coûts intangibles de l'ordre de 50 % à 60 % des coûts d'investissement.

1.3. La consommation d'énergie

La consommation d'énergie réelle (telle qu'indiquée sur les factures d'énergie) est calculée en appliquant un coefficient d'intensité d'utilisation des infrastructures de chauffage par les occupants (*IU*). Celui-ci désigne le ratio entre consommation réelle et conventionnelle. Il évolue sous l'influence de la part budgétaire allouée aux dépenses de chauffage :

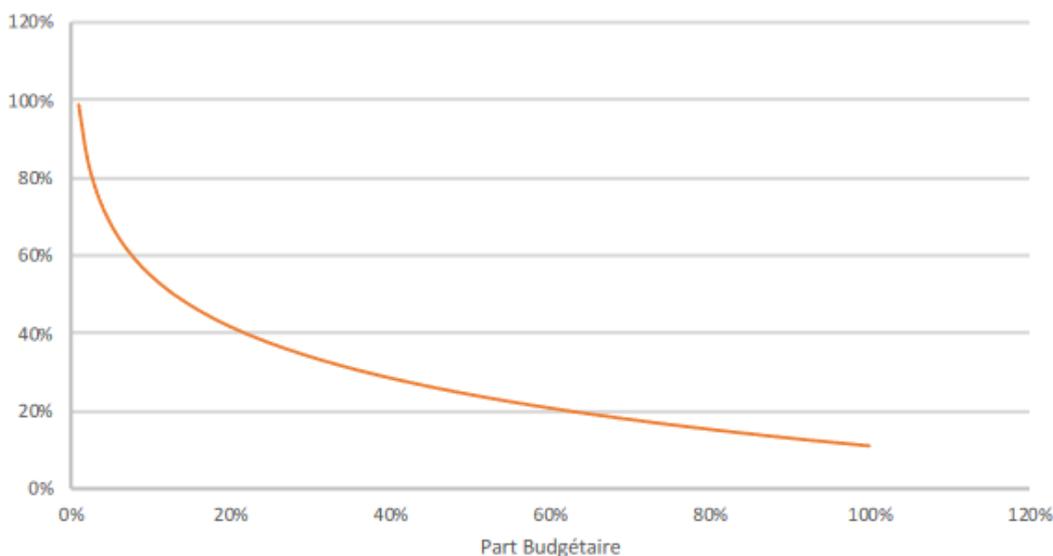
$$Part\ budgétaire = \frac{Prix\ énergie\ TTC * Surface * Consommation\ conventionnelle}{Revenu}$$

L'intensité d'utilisation est définie dans Res-IRF comme une fonction iso-élastique négative de la part budgétaire consacrée au chauffage. Elle est fondée sur l'estimation de Cayla et Osso (2013)¹ :

$$IU = -0,191 \times \log(Part\ budgétaire) + 0,1105$$

¹ Cayla J.-M. et Osso D. (2013), *Does energy efficiency reduce inequalities? Impact of policies in Residential sector on household budget*, ECEEE Summer Study Proceedings, European Council for an Energy Efficient Economy (ECEEE), Toulon/Hyères, p. 1247-1257.

Graphique A2 – Intensité d'utilisation des équipements de chauffage en fonction de la part budgétaire allouée au chauffage par le ménage



Source : hypothèses Cired

1.4. Contenu carbone des vecteurs énergétiques

Tableau A6 – Contenu carbone des vecteurs énergétiques (jusqu'à 2030)

Contenu carbone des énergies (g/CO ₂ /kWh)			
Électricité	Gaz naturel	Fioul	Bois
147	227	325	3

Source : hypothèses Cired, d'après la Base Carbone® de l'Ademe

Le contenu carbone de l'électricité est supposé constant jusqu'à 2030 puis décroissant linéairement jusqu'à devenir nul en 2050.

1.5. Trajectoires des prix de l'énergie

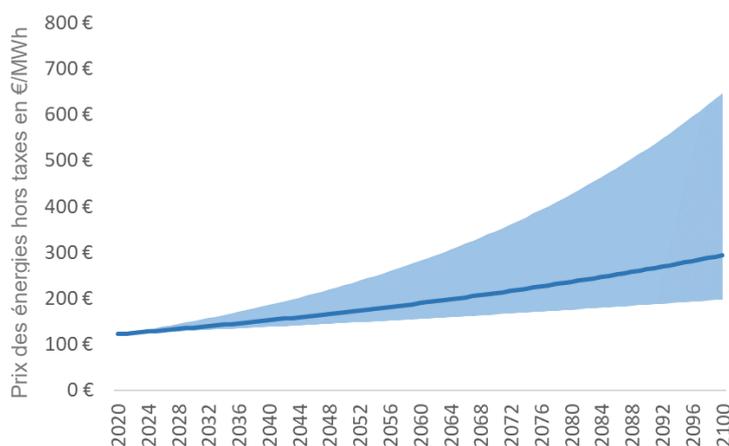
Compte tenu de la forte incertitude sur l'évolution de ces prix, des plages autour des hypothèses centrales ont été retenues pour les tests de sensibilité des résultats. Pour chacune de ces plages, la borne inférieure est définie par un taux de croissance annuel inférieur de 0,5 point au scénario central et la borne supérieure par un taux de croissance annuel supérieur de 1 point au scénario central (voir Graphiques A3, A4 et A5).

Tableau A7 – Prix des énergies et taux de croissance annuel

Énergie	Prix TTC 2018 (€/kWh)	Prix HT 2018 (€/kWh)	Taux de croissance prix HT (%/an)
Électricité	0.182	0.120	1.10 %
Gaz naturel	0.085	0.061	1.42 %
Fioul	0.091	0.061	2.2 %
Bois-énergie	0.067	0.056	1.20 %

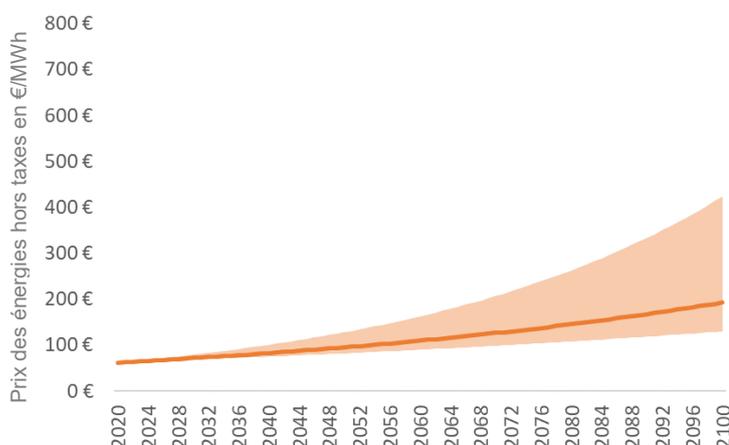
Sources : hypothèses du Cired à partir de données CRE, Ademe, Cired

Graphique A3 – Prix de l'électricité (HT)



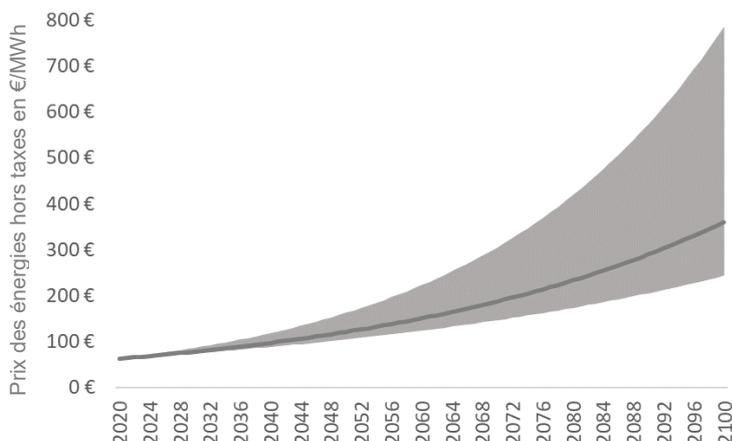
Source : Cired

Graphique A4 – Prix du gaz naturel (HT)



Source : Cired

Graphique A5 – Prix du fioul domestique (HT)



Source : Cired

1.6. Progrès technique

Dans le scénario central, les coûts de la rénovation sont considérés constants (*i. e.* taux de croissance de 0 %). Des hypothèses assez larges sur leur évolution sont en revanche réalisées en analyse de sensibilité :

- dans un scénario optimiste, il est supposé que le déploiement à grande échelle des travaux de rénovation conduise à une sorte « d'industrialisation » de ceux-ci et à un progrès technique engendrant une décroissance des coûts de l'ordre de 1 % par an ;
- à l'inverse, dans un scénario pessimiste, il est supposé que la massification des chantiers de rénovation aboutisse à des goulots d'étranglement se manifestant par un manque de compétences disponibles croissant ainsi que par des tensions de plus en plus fortes sur le marché du travail se traduisant par une croissance du coût de 1 % par an.

Le modèle Res-IRF considère un progrès technique de 10 % sur les rénovations et de 25 % sur les constructions neuves à chaque doublement des volumes.

2. Calcul des coûts d'abattement

Pour rappel, les coûts d'abattement en budget carbone sont calculés selon la formule :

$$CA_t = \frac{CINV_0 + \sum_{i=t}^{t+H} \frac{(Coûts_i - Bénéfices_i)}{(1+r)^i}}{\sum_{i=t}^{t+H} \Delta E_i}$$

avec :

- r le taux d'actualisation social, fixé à 4,5 % ;

- H la durée de vie d'une rénovation ;
- $CINV_0$ le coût d'investissement initial ;
- ΔE_i les émissions de CO₂ évitées en i .

Les coûts d'abattement sont composés : du coût de la rénovation, de coûts intangibles susceptibles d'augmenter le coût de la rénovation, du coût du changement de vecteur énergétique, d'éventuels frais de maintenance, d'économies de facture énergétique, du coût d'opportunité des fonds publics (COFP) et de cobénéfices sanitaires. Ces coûts sont rapportés à un volume d'émissions de CO₂ évitées.

La formule du coût d'abattement ajusté à la VAC est la suivante :

$$CA_i = - \frac{CINV_0 + \sum_{t=0}^{N-1} \frac{Coûts_{i,t} - Bénéfices_{i,t}}{(1+r)^t}}{\frac{\sum_{t=0}^{N-1} \frac{\Delta E_{i,t} \times VAC_t}{(1+r)^t}}{VAC_0}}$$

Le coût d'abattement ajusté à la VAC est inférieur au coût d'abattement en bilan carbone.

2.1. Économies sur la facture énergétique

Lors d'une transition, le changement de DPE et d'énergie principale de chauffage modifie à la fois la consommation conventionnelle et l'intensité d'utilisation du ménage concerné. La consommation d'énergie physique après rénovation diminue par rapport à l'état initial :

Consommation d'énergie en t , état initial : $E_t^i(q_i, e_i, d, r) = Conv(q_i) * IU_t(q_i, e_i, d, r)$

Consommation d'énergie en t , état final : $E_t^f(q_f, e_f, d, r) = Conv(q_f) * IU_t(q_f, e_f, d, r)$

On en déduit directement les économies de facture énergétique à partir des économies d'énergie physiques :

Économies de facture énergétique en t : $\Delta FactureEner_t^{i,f}(q_i, q_f, e_i, e_f, d, r) = E_t^i(q_i, e_i, d, r) * P_t(e_i) - E_t^f(q_f, e_f, d, r) * P_t(e_f)$

2.2. Coût d'opportunité des fonds publics

Les coûts et bénéfices sont valorisés hors taxes et subventions. La variation des recettes et des dépenses fiscales est uniquement prise en compte via le COFP.

Sans indication particulière sur la mise en œuvre d'une politique de rénovation du parc résidentiel, seule la variation de TVA collectée sur l'investissement de rénovation et de

taxes énergétiques (hors taxe carbone) perçues par l'État est prise en compte dans le calcul du COFP. On a alors :

$$\text{Différence de taxes payées en } t : \Delta Taxes_t^{i,f}(q_i, q_f, e_i, e_f, d, r) = E_t^i(q_i, e_i, d, r) * Taxes_t(e_i) - E_t^f(q_f, e_f, d, r) * Taxes_t(e_f)$$

$$\text{COFP en } t : COFP_t^{i,f}(q_i, q_f, e_i, e_f, d, r) = \Delta Taxes_t^{i,f}(q_i, q_f, e_i, e_f, d, r) * 20 \%$$

À l'année de rénovation, la variation des recettes de TVA sur l'opération de rénovation par rapport au scénario contrefactuel est également ajoutée.

2.3. Cobénéfices de santé

L'estimation des bénéfices de santé permis par la rénovation énergétique se fonde sur la méthodologie développée dans CGDD, France Stratégie et SGPI (2022), présentée dans l'Encadré A1.

Encadré A1 – Méthode d'évaluation des bénéfices de santé des programmes de rénovation énergétique (CGDD, France Stratégie et SGPI, 2022)

La première étape de la méthode consiste à identifier les logements dont les occupants sont susceptibles de souffrir de problèmes de santé liés à l'inefficacité énergétique. Le groupe de travail recommande de retenir tout logement ayant une consommation finale théorique supérieure à un seuil fixé à 378 kWh/m²/an¹ pour les trois usages pris en compte dans l'ancien DPE (chauffage, ECS, climatisation). Ces logements représenteraient 22 % des logements étiquetés F et 34 % des logements étiquetés G², soit 1,3 million de logements en France.

L'étape suivante détermine le nombre annuel de logements qui seraient effectivement concernés par un événement de santé en l'absence de rénovation. Elle se base sur l'application d'une probabilité annuelle qu'un occupant subisse un événement de santé. Les travaux anglais à l'origine du système HHSRS l'estiment à 1/18 dans les logements ayant une consommation d'énergie finale supérieure à 378 kWhEF/m²/an³. Elle est obtenue en associant des données sur les conditions

¹ En énergie finale (EF).

² D'après les calculs du MTE/SDES pour le groupe de travail, à partir de la base DPE (ancienne définition) de l'Ademe.

³ Marmot M., Geddes I., Bloomer E., Allen J. et Goldblatt P. (2011), *The Health Impacts of Cold Homes and Fuel Poverty*, Londres, Friends of the Earth & the Marmot Review Team.

de logement à des données sur la santé des occupants. Les travaux d'Ezratty *et al.* (2018)¹ ont proposé de différencier cette probabilité en fonction du revenu des occupants. À ce titre, il est recommandé, lorsque l'information est disponible, de différencier les probabilités par décile de revenu comme dans le Tableau A8.

Tableau A8 – Probabilité de survenue, dans les douze mois, d'une maladie causée par l'inefficacité énergétique du logement, selon le revenu du ménage occupant

Revenu des ménages		Probabilité de survenue d'un événement délétère		
Déciles 1 à 3	En dessous du seuil de pauvreté	1/4	1/7	1/18
	Au-dessus du seuil de pauvreté	1/20		
Déciles 4 à 10		1/320		

Note : pour rappel, les niveaux du seuil de pauvreté et de décile 3 pour les ménages occupants sont respectivement de 12 756 €/an et 21 670 €/an pour l'année 2018.

Sources : CGDD, France Stratégie et SGPI (2022) adapté d'Ezratty *et al.* (2018) par A. Duburcq

Ces événements de santé sont ensuite répartis par types de pathologies (à partir d'Ezratty *et al.*, 2018) – 3 % constituent des décès (*i. e.* un syndrome coronaire aigu suivi du décès), 17 % des syndromes coronaires aigus non suivis de décès, 30 % des infections sévères de l'appareil respiratoire et 50 % des pneumonies traitées en ville.

En troisième étape, trois types de coûts sont associés à ces événements de santé² :

- Les **coûts médicaux** (coûts marchands) sont obtenus à partir du coût moyen annuel des cas prévalents³ issu de la cartographie des pathologies et des dépenses de l'Assurance maladie⁴ par la durée de la maladie estimée par le groupe de travail.

¹ Travaux du service des études médicales d'EDF réalisés avec la R&D d'EDF, l'université de Warwick et Cemka.

² La durée de chaque maladie est estimée par le groupe de travail à partir du ratio entre la somme des cas prévalents (nombre de malades à une date donnée) et la somme des cas incidents (nombre de cas nouvellement atteints à une date donnée) (tous âges confondus) qui sont directement fournis par les données du Global Burden of Disease (GBD) 2018 pour la France mises à disposition par l'OMS.

³ On parle de cas « prévalents » pour référer au nombre total de malades à une date donnée au sein d'une population.

⁴ Voir <https://assurance-maladie.ameli.fr/etudes-et-donnees/cartographie-depenses-remboursees-par-pathologie-2018>

- Les **pertes de bien-être associées à la morbidité** (coûts non marchands) sont estimées en valorisant des années de vie perdues à cause d'une incapacité par la valeur tutélaire d'une année de vie égale à 131 000 euros₂₀₁₈ (Quinet, 2013¹).
- Celles-ci sont obtenues à partir des données du Global Burden of Disease (GBD) pour la France, qui permettent de calculer la durée de la maladie et un coefficient d'incapacité reflétant sa sévérité (compris entre 0, en cas de parfaite santé, et 1, en cas de décès).
- Le **coût social de mortalité** (coût non marchand) est égal à la valeur tutélaire d'une vie statistique de 3,43 millions d'euros₂₀₁₈ (Quinet, 2013).

Pondérer ces coûts par les parts d'occurrence de chaque pathologie permet d'estimer un coût moyen théorique d'un effet de santé attribuable aux températures intérieures basses. En multipliant ce coût par la probabilité d'un événement de santé dans un logement, on obtient finalement un coût annuel moyen de santé par logement.

Dès lors que la rénovation est suffisamment significative et permet au logement d'atteindre un niveau de performance énergétique correspondant au moins à l'étiquette C, il est admis que les effets sur la santé sont nuls. Le coût de santé est alors annulé.

Source : CGDD, France Stratégie et SGPI (2022), *Évaluation socioéconomique des effets de santé des projets d'investissement public*, rapport, sous la direction de Benoît Dervaux et Lise Rochaix, mars

Les principaux coûts et paramètres retenus dans les simulations sont recensés dans le Tableau A9 page suivante.

¹ Quinet É. (2013), *L'évaluation socioéconomique des investissements publics*, Rapports & Documents, France Stratégie, septembre.

Tableau A9 – Paramètres retenus pour l'estimation des gains de santé

Étiquette DPE	Part des logements présentant un risque pour la santé, tous vecteurs énergétiques confondus ($p_{logement}$)
F	34 %
G	22 %
Décile de revenu	Probabilité d'occurrence d'un événement de santé ($prob_sante$)
1 à 3 (*)	1/7
4 à 10	1/320
Coûts moyens de santé (**) ($coût_moy_sante$) :	134 622 €

dont : coût social lié à la mortalité : 102 840 €
coûts médicaux : 7 275 €
pertes de bien-être liées à la maladie : 24 507 €

(*) L'application des probabilités d'occurrence d'un événement de santé ne différencie pas les ménages appartenant aux déciles 1 à 3 et ceux dont le revenu est situé sous le seuil de pauvreté.

(**) Correspond à la moyenne des coûts par cas pour chaque pathologie retenue dans CGDD, France Stratégie et SGPI (2022), pondérés par leur part d'occurrence respective (pour rappel : 3 % de décès, 17 % de syndromes coronaires aigus non suivis du décès, 30 % d'infections sévères de l'appareil respiratoire et 50 % de pneumonies traitées en ville).

Source : à partir de CGDD, France Stratégie et SGPI (2022), [Évaluation socioéconomique des effets de santé...](#), op. cit.

Les gains de santé permis par les rénovations sont finalement obtenus par la différence entre les coûts de santé espérés avant ($t - 1$) et après rénovation (t). On considère que la rénovation aboutit à l'annulation du risque d'événement de santé (*i. e.* la probabilité devient nulle).

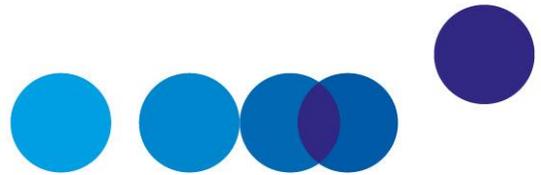
$$\text{Gains de santé en } t = p_{logement}_{t-1} \times prob_sante_{t-1} \times coût_moy_sante$$

Les coûts médicaux et la valeur statistique de la vie humaine sont donnés pour 2018. Il est supposé qu'ils croissent annuellement au même taux que le PIB/hab, soit 1 %.

2.4. Émissions de CO₂ évitées

Les émissions de CO₂ évitées se calculent de la façon suivante :

$$\text{Émissions de CO}_2 \text{ évitées en } t : \Delta CO2_t^{i,f}(q_i, q_f, e_i, e_f, d, r) = E_t^i(q_i, e_i, d, r) * \text{ContenuCO}_2_t(e_i) - E_t^f(q_f, e_f, d, r) * \text{ContenuCO}_2_t(e_f)$$

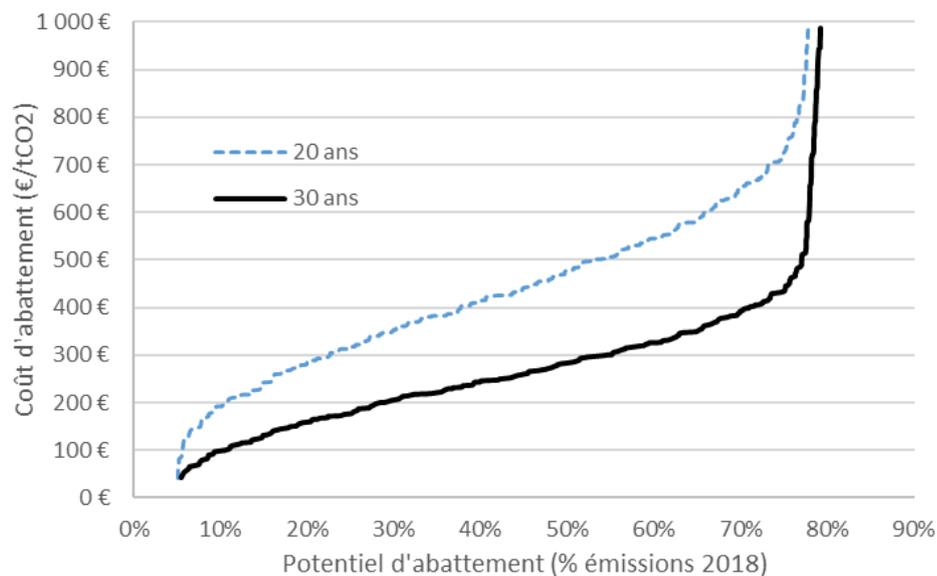


ANNEXE 5

ANALYSES DE SENSIBILITÉ DES SIMULATIONS RES-IRF

L'effet qualité, associé ici à la durée des bénéfices liés à la rénovation, apparaît comme la plus forte source d'incertitude sur les résultats. Ce résultat est aussi lié au fait que c'est le paramètre sur lequel la variation appliquée a été la plus forte (Graphique A6).

Graphique A6 – Sensibilité du coût d'abattement à la durée de vie d'une rénovation vers A

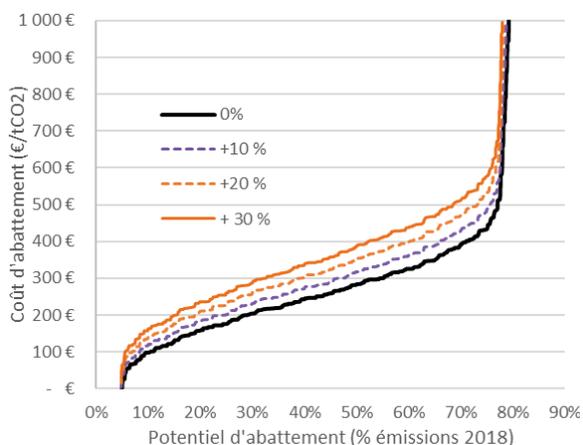


Source : modèle Res-IRF, Cired

Afin de tenir compte des incertitudes sur les coûts de rénovation, les calculs des coûts d'abattement sont réalisés sur la base d'une plage de coûts compris entre les montants retenus pour le modèle Res-IRF et des montants jusqu'à 30 % supérieurs (voir Graphique A7). L'effet sur le coût d'abattement qui en résulte est relativement important. Dans certains cas, des analyses de sensibilité pourraient aussi être réalisées sur l'intégration de différentiels de coûts de maintenance suite à un changement de vecteur énergétique.

L'anticipation d'un progrès technique futur dans le secteur du bâtiment est susceptible d'impacter le coût d'abattement futur d'une action, bien que ces progrès soient en pratique restés faibles ces dernières années. Des gains de productivité permettraient une diminution du CAPEX et donc une diminution du coût marginal social associé à un certain potentiel d'abattement des émissions de CO₂ (Graphique A8). Ces effets peuvent cependant être contrecarrés par l'apparition de tensions sur le marché du travail en cas de pénurie de main-d'œuvre, ou encore à la suite d'une hausse des prix des matériaux.

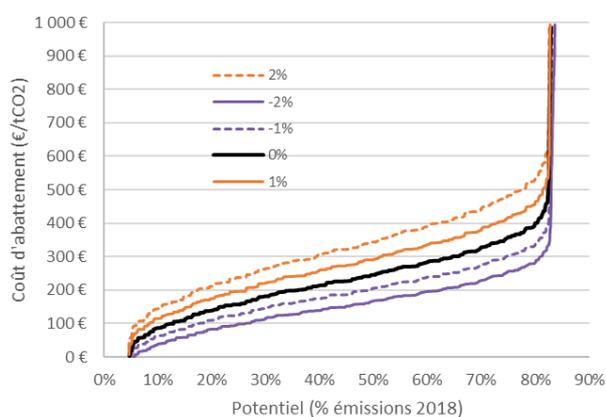
Graphique A7 – Sensibilité du coût d'abattement au coût de rénovation de l'enveloppe vers A



Note : le coût de rénovation de l'enveloppe est multiplié par un facteur d'augmentation de 10 %, 20 % ou 30 %, de sorte à prendre en compte l'incertitude sur les coûts cachés.

Source : Res-IRF, Cired

Graphique A8 – Sensibilité du coût d'abattement au progrès technique ou à l'apparition de tensions sur le marché du travail

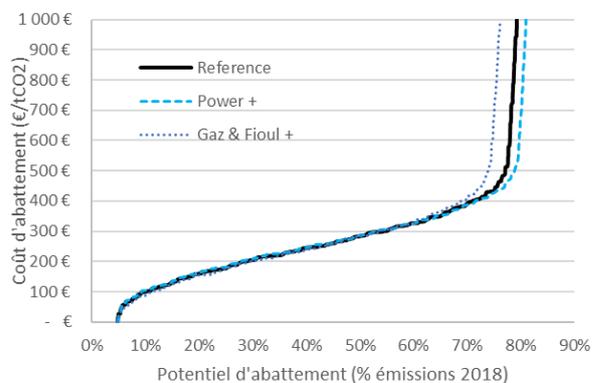


Note : les coûts d'investissement évoluent entre -2 % (en cas de progrès technique) et +2 % (en cas de tensions sur le marché du travail) par an.

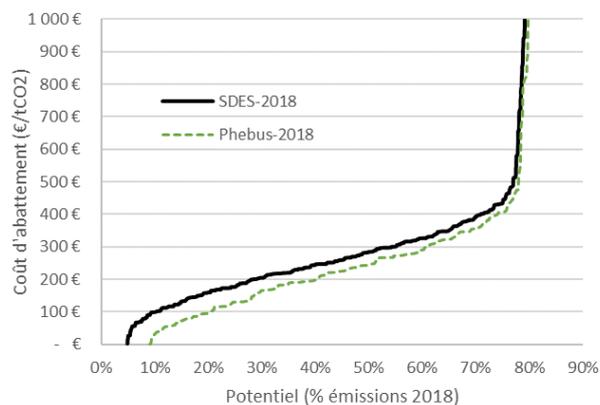
Source : Res-IRF, Cired

Le coût d'abattement semble moins impacté par les autres sources d'incertitude. Les coûts situés en queue de distribution (au-delà de 500 €/tCO₂ dans le cas d'une transition vers le DPE final A) sont cependant sensibles aux différentes trajectoires étudiées des prix de l'énergie (voir Graphique A9). Concernant l'image du parc, le stock de logements peu performants, qui apparaît plus important dans les données de l'enquête Phébus, tire les coûts d'abattement à la baisse, par rapport aux coûts obtenus avec les données du SDES (voir Graphique A10).

Graphique A9 – Sensibilité du coût d'abattement aux prix des énergies pour la rénovation vers A

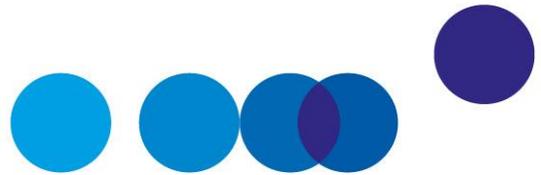


Graphique A10 – Sensibilité du coût d'abattement à l'image du parc en 2018 pour la rénovation vers A



Note : le prix du bois de chauffage demeure constant dans les deux cas.

Source : Res-IRF, Cired

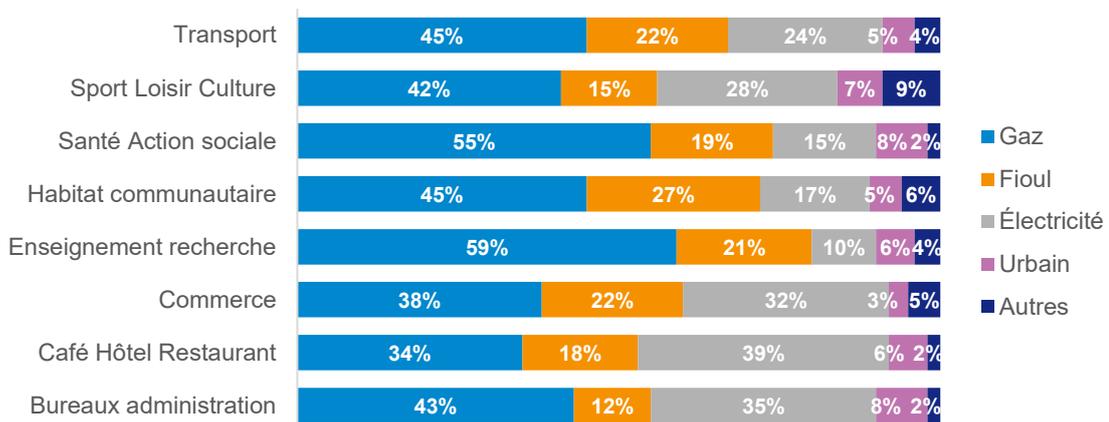


ANNEXE 6

LES COÛTS D'ABATTEMENT DU PARC TERTIAIRE (CGDD, 2020)

Une étude du CGDD¹ consacrée à la rénovation énergétique des bâtiments tertiaires se fonde sur une reconstitution statistique du parc tertiaire français, opérée à partir du modèle de simulation ENERTER Tertiaire développé par Énergies demain et le Centre énergétique et procédés de l'École des mines de Paris. Cette modélisation révèle des disparités dans la répartition de la consommation d'énergie de chauffage du parc tertiaire selon le vecteur énergétique (gaz, fioul, électricité, réseaux de chaleur urbains) et la branche d'activité (bureaux, commerces, santé et action sociale, par exemple) (Graphique A11).

Graphique A11 – Parts de marchés surfaciques des énergies par branche d'activité du parc tertiaire en 2010



Note : les « autres » sources d'énergie regroupent le GPL, la biomasse, l'énergie solaire et le charbon.

Source : France Stratégie, d'après CGDD, 2020

¹ 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, 105 p.

Chaque branche est désagrégée en différents « bâtiments types », selon l'activité, la taille et la date de construction, ce qui permet une analyse fine des gisements d'économies d'énergie. Le modèle de simulation est centré autour d'une fonction de « passage à l'acte », qui identifie chaque action possible en fonction des possibilités de travaux sur l'enveloppe ou les systèmes de chauffage dans le parc tertiaire.

L'évaluation compare, pour chaque « bâtiment type », l'impact d'un scénario de rénovation du parc à partir des mesures de politique publique envisagées en 2018 (AME¹) à des scénarios dans lesquels ces mesures seraient renforcées (AMS²) dans un objectif de neutralité carbone à l'horizon 2050, par rapport à un scénario de référence sans mesures. Les scénarios avec mesures supplémentaires diffèrent selon qu'une hypothèse de décarbonation des énergies à l'horizon 2050 soit intégrée (AMS1 et AMS2) ou non (AMSDec0). Selon les scénarios, le coût de la décarbonation du mix est supporté soit par l'État (subventions) (AMS2), soit par l'utilisateur (gestionnaires des bâtiments) (AMS1). Enfin, une « composante énergie » est intégrée sous la forme d'une taxe sur toutes les énergies (dont électricité) entre 2040 et 2050 (AMS2 et AMSDec0).

Parmi les mesures analysées figurent : le prolongement au-delà de 2020 et le renforcement des objectifs fixés par la directive européenne « Patrimoine de l'État » (rénovation de 5 % du parc par an dans les cas AMS, maintien à 3 % par an pour AME) ; le prolongement du dispositif de certificats d'économies d'énergie (CEE) jusqu'à 2050 (vs arrêt après la 4^e période dans les scénarios AME), avec l'augmentation progressive du niveau de subvention jusqu'à 2050 ; le renforcement de l'obligation de rénovation du parc (vs maintien des obligations existantes) ; la mise en place de prêts bonifiés à destination des collectivités pour des gestes de rénovation au niveau BBC jusqu'en 2050, etc.

Principaux résultats des simulations

- Les perspectives de réduction de la consommation totale sont limitées (à 30 %) lorsque les efforts ciblent exclusivement le chauffage, qui ne représente que 50 % de la consommation du tertiaire. La consommation diminue entre 45 % et 47 % en AMS entre 2015 et 2050, si d'autres mesures que l'action sur le chauffage sont prises en compte.
- Jusqu'à 52 % de la consommation unitaire de chauffage sur l'ensemble du parc entre 2015 et 2050 serait liée à une réduction « autonome » de la consommation, sous les effets conjoints des rénovations tendanciennes, du renouvellement des systèmes de chauffage et des bâtiments, de la hausse des prix des énergies et de la

¹ « Avec mesures existantes ».

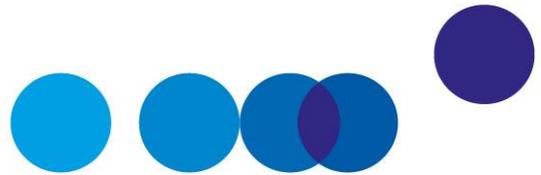
² « Avec mesures supplémentaires ».

baisse du besoin de chauffage du fait du changement climatique. La consommation unitaire de chauffage pourrait être divisée par quatre en 2050 par rapport à 2015 (35 % dès 2030) sous l'effet du prolongement ou du renforcement des mesures envisagées en 2018 et des mesures supplémentaires jusqu'en 2050, agissant à la fois sur l'isolation du bâti et le système de chauffage, avec notamment une forte pénétration des pompes à chaleur.

- Les émissions cumulées entre 2015 et 2060¹ sont jusqu'à deux fois inférieures avec mesures supplémentaires qu'avec les mesures existantes, lorsque celles-ci incluent la décarbonation du mix énergétique (1 000 MtCO₂ pour le scénario AME et environ 500 MtCO₂ pour les scénarios AMS1 et AMS2).
- L'atteinte des objectifs fixés dans les scénarios AMS implique un investissement de plus de 100 milliards d'euros cumulés (non actualisés) entre 2015 et 2050 dans la rénovation du bâti et les changements de système de chauffage (dont 78 milliards en AME).
- Le surcoût total pour les usagers (qui intègre le montant des factures énergétiques en plus des investissements) de la mise en place de mesures supplémentaires s'élèverait à au moins 12 milliards d'euros par rapport au scénario AME, et jusqu'à 28 milliards d'euros dans le cas où le coût complet est supporté par l'utilisateur (ce qui se traduit par une forte hausse des prix de l'énergie) (AMS1). Toutefois, jusqu'à 53 % de ce surcoût pourrait être compensé par la redistribution des recettes fiscales issues des taxes sur les énergies.
- Des coûts d'abattement socioéconomiques sont calculés pour chaque scénario en prenant pour référence le scénario AME. Ils intègrent, en plus des montants investis, les factures d'énergies et l'impact sur les recettes fiscales (COFP). Les coûts d'abattement du renforcement des mesures couplées à la décarbonation du mix énergétique (AMS1 et AMS2) varient entre 100 (AMS1) et 200 €/tCO₂ (AMS2), selon l'acteur qui supporte ce coût. La solution de décarbonation par subvention de l'État (AMS2) apparaît comme la plus coûteuse socioéconomiquement car les prix des énergies qui en découlent pour les usagers sont faibles (car fortement subventionnés par l'État), ce qui les incite moins à rénover et à réduire leur consommation. Les coûts de ces énergies sont en revanche élevés car il est supposé que l'ensemble des énergies sont décarbonées à 100 %. *In fine*, les coûts totaux sont plus élevés et les émissions évitées plus faibles que dans le scénario où les coûts complets sont supportés par les usagers.

¹ Le calcul des émissions cumulées est prolongé de dix ans en 2050 pour tenir compte des gains des rénovations réalisées en fin de période.

- Des coûts d'abattement associés à l'impact spécifique de différentes mesures (composante carbone, obligation de rénovation et CEE) sont enfin calculés par rapport à un scénario sans aucune mesure. Les différences de coûts d'abattement varient selon l'incitation de chaque mesure à investir dans des rénovations rentables, le montant des recettes fiscales collectées et l'impact sur les économies d'énergie. La mise en place d'une « composante carbone » serait l'instrument le plus efficient du point de vue de la collectivité, pour un coût d'abattement moyen faible, voire négatif lorsque son assiette est étendue à l'ensemble des énergies de chauffage (gaz, fioul, électricité, chauffage urbain).



ANNEXE 7

LES COÛTS D'ABATTEMENT DES RÉSEAUX DE CHALEUR URBAINS : LE CAS DE GRENOBLE-ALPES MÉTROPOLE

1. Scénarios

La construction des scénarios se base sur l'estimation du « potentiel raccordable » du territoire au réseau de chaleur, c'est-à-dire le gisement de consommation de chaleur du résidentiel et du tertiaire atteignable par le réseau de chaleur, à l'horizon 2030. Ces besoins ont été évalués dans l'étude uniquement pour les bâtiments considérés comme raccordables, soit les immeubles neufs (RT2012 ou plus) et les immeubles existants, au chauffage collectif (gaz, fioul, propane) et dont la chaudière doit être renouvelée avant 2030, résidentiels ou tertiaires. Ils tiennent compte d'hypothèses d'amélioration de l'efficacité énergétique.

Les zones raccordables au réseau ont été sélectionnées à la maille IRIS, en fonction de la densité moyenne potentielle du réseau pour chaque IRIS, c'est-à-dire la quantité de chaleur en MWh livrée par mètre linéaire du réseau (MWh/ml), en tenant compte des clients actuels et de l'extension du réseau. Le calcul de la densité est basé sur la calibration d'un modèle statistique estimant le nombre de mètres linéaires du réseau à la maille IRIS, à partir de la projection de la consommation du réseau (qui varie selon la taille des bâtiments et entre neuf et existant).

Les zones intégrées dans le potentiel raccordable du réseau ont finalement été sélectionnées en définissant un seuil de densité à l'IRIS du réseau en 2030, qui diffère selon le scénario considéré. En plus du réseau actuel, on définit des zones de densité supérieure à 1,5 MWh/ml et des zones de densité supérieure à 4,5 MWh/ml en 2030.

Par la suite, la détermination des quantités produites par la centrale permettant de répondre à la demande de chaleur a été effectuée par Artelys à partir d'un modèle de simulation de l'appel des moyens de production à pas de temps horaire.

Scénario 1 – Raccordement de tout le potentiel

Dans ce premier scénario, l'extension du réseau raccorderait l'ensemble des usagers de chaleur urbaine situés dans une zone de **densité supérieure à 1,5 MWh par mètre linéaire**.

L'augmentation des capacités du réseau inclut la rénovation de la centrale Villeneuve en 100 % bois ainsi que la mise en place d'un projet de récupération de chaleur de la plateforme chimique du Pont-de-Claix (+ de 50 % ENR, - de 50 % gaz).

Sous ces hypothèses, le **potentiel raccordable maximal serait atteint, soit 542 GWh en 2030** de plus qu'en l'absence d'extension du réseau.

Le nombre d'usagers et la consommation de chaleur augmenterait significativement pour atteindre **1 100 GWh en énergie finale desservis aux usagers en 2030**.

Scénario 2 – Raccordement permettant de maximiser la densité du réseau

Dans ce scénario, l'extension du réseau raccorderait dans ce scénario l'ensemble des usagers de chaleur urbaine situés dans une zone de densité supérieure à **4,5 MWh par mètre linéaire**. L'augmentation des capacités du réseau inclut la rénovation de la centrale Villeneuve en 100 % bois.

Sous ces hypothèses, le **potentiel raccordable** atteint serait de **300 GWh en 2030** de plus qu'en l'absence d'extension du réseau.

Le nombre d'usagers et la consommation de chaleur augmenteraient pour atteindre **810 GWh en énergie finale desservis aux usagers en 2030**.

Scénario de référence – Pas de nouveaux raccordements du réseau

Sous le scénario **contrefactuel de référence**, le réseau ne serait pas étendu, il n'y a donc pas de nouveaux usagers.

Ce scénario intègre néanmoins une **décarbonation tendancielle du réseau** sous l'effet de la fermeture de la centrale Villeneuve en 2030 et la mise en service de la centrale Biomax, et considère une diminution de la consommation des clients actuels du chauffage urbain de 28 % (soit 222 GWh) d'ici 2030 (selon le scénario de demande énergétique du schéma directeur énergie de la métropole).

Sous ces hypothèses, la consommation globale des bâtiments raccordés aujourd'hui au réseau de chaleur diminuerait tendanciellement pour passer de 790 GWh à **568 GWh en 2030**.

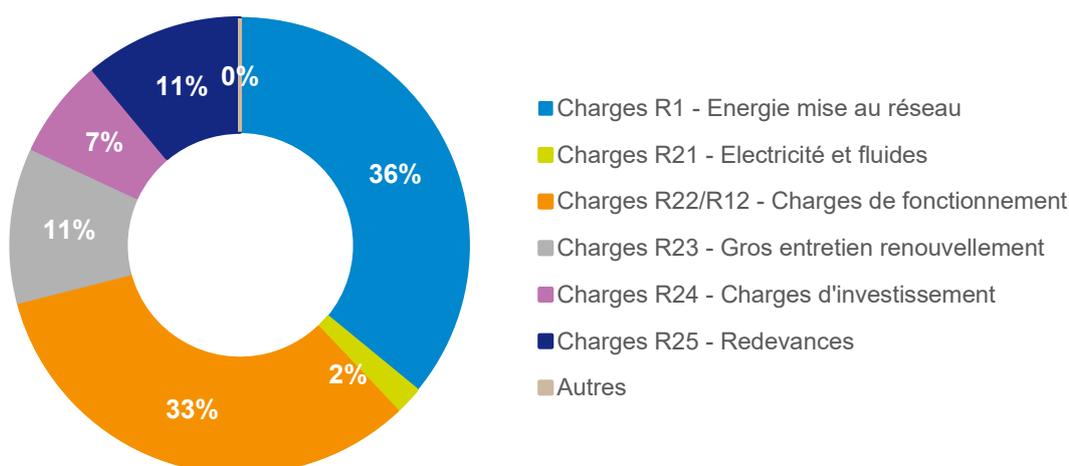
2. Coûts complets du réseau

Estimer les coûts du réseau de chaleur nécessite de prendre en considération un ensemble de composantes, notamment le coût des sous-stations et des mètres linéaires, ainsi qu'un surcoût associé à l'augmentation de la pointe de consommation dans le scénario 1. Des hypothèses sont également faites sur les dépenses d'investissement et d'exploitation des équipements de production (dans le cas de Grenoble-Alpes Métropole, la nouvelle centrale Biomax, la rénovation de la centrale Villeneuve et le raccordement du site industriel de Pont-de-Claix).

Le coût de production de la chaleur est estimé à partir de la production de chaleur simulée (dont le mix énergétique minimise le coût) et des hypothèses de prix par MWh des combustibles (électricité, gaz naturel, bois, fioul, etc.) pour lesquels des projections pour 2020 et 2030 sont données.

Pour chacun des scénarios, un coût complet a pu être calculé en sommant la facture énergétique annuelle totale liée à la consommation des combustibles pour la chaleur urbaine, les coûts annuels d'entretien et de maintenance des systèmes de production de chauffage et d'eau chaude sanitaire et les coûts d'investissement. À noter que ce coût complet intègre, en plus des coûts du réseau de chaleur urbain, les coûts liés aux systèmes de chauffage et aux combustibles qui auraient été utilisés en l'absence du réseau. À titre d'illustration, les charges du service étaient réparties comme suit en 2019-2020 (Graphique A12).

**Graphique A12 – Répartition des charges du service
sur le territoire de la métropole de Grenoble en 2017-2020**



R1 : achats de combustibles ; R21 : fluides et électricité ; R22/R12 : fonctionnement, entretien, maintenance ; R23 : GER ; R24 investissements ; R25 : redevance au concédant pour utilisation des moyens de production.

Source : Grenoble-Alpes métropole

Ces derniers ont été annualisés avec la durée de vie de chaque système et au taux d'actualisation de 4,5 %.

Par ailleurs, le montant total des émissions de CO₂ émises par le réseau pour chaque scénario a été obtenu à partir du niveau de consommation et du contenu carbone moyen du réseau estimé par Artelys (Tableau A10). De manière similaire au coût de production, celui-ci est estimé sur la base de la simulation de l'appel aux différents moyens de production et des hypothèses de contenu carbone des énergies de fourniture du réseau projetés à 2030.

La décarbonation du réseau par l'utilisation croissante d'ENR & R permet de réduire le contenu carbone du réseau, y compris dans le scénario de référence. En revanche, son extension augmente la consommation en GWh desservie, si bien que le montant total des émissions du réseau est plus élevé dans le scénario 1 que dans le scénario de référence. Les émissions plus faibles dans le scénario 2 par rapport au scénario 1 s'expliquent de deux manières :

- la moindre extension du réseau ;
- la part d'ENR & R plus élevée (majorité de bois).

Tableau A10 – Situation du réseau de chaleur urbain de la métropole de Grenoble selon le scénario en 2030 et en 2020

Situation en 2030	Scénario 1	Scénario 2	Scénario de référence	Situation avant 2020
Consommation en énergie finale desservie aux usagers (GWh)	1 100	810	568	790
Contenu CO ₂ du réseau (t/GWh)	82	60	98	150
Part d'ENR & R (%)	72 %	77 %	65 %	55 %
Émissions du réseau (tCO ₂) ⁽ⁱ⁾	90 200	48 600	55 664	118 500
Surcoût complet par rapport au scénario de référence	+21,2 millions €/an	+4,8 millions €/an	-	-

Source : d'après Artelys et Grenoble-Alpes métropole

3. Calcul des émissions évitées

Les émissions évitées par chaque option par rapport à la situation de référence se décomposent entre émissions évitées par l'extension et celles évitées par la décarbonation du réseau de chaleur. Elles incluent donc :

- la différence d'émissions des bâtiments déjà desservis par le réseau en début de période, grâce à la décarbonation du réseau ;
- la différence entre les émissions des bâtiments nouvellement raccordés au réseau (*i. e.* les 542 GWh supplémentaires pour le scénario 1) et les émissions que ces mêmes bâtiments auraient émis s'ils n'avaient pas été raccordés (*i. e.* dans le scénario de référence). Pour cela, il est nécessaire d'établir une équivalence entre 1 GWh de réseau et 1 GWh de gaz. Afin de tenir compte des pertes relativement importantes de chaleur au niveau des échangeurs des sous-stations du réseau, on considère que 1 GWh de chaleur équivaut à 0,85 GWh de gaz.

Les hypothèses suivantes ont été formulées :

- On considère un horizon temporel de trente ans à partir de 2020, début de l'extension du réseau.
- À mesure que de nouveaux bâtiments sont raccordés, les émissions annuelles du réseau décroissent progressivement (on suppose de manière linéaire) entre 2020 et 2030. À partir de 2030, l'extension du réseau de chaleur est terminée, et on suppose que les émissions annuelles sont stables jusqu'en 2050 (il s'agit d'une hypothèse simplificatrice dans la mesure où elles pourraient en réalité continuer à diminuer sous l'effet de l'augmentation croissante de la part d'ENR & R dans le mix de production du réseau).
- On suppose que les bâtiments nouvellement desservis par le réseau dans les scénarios 1 et 2 (pour rappel, uniquement des immeubles à chauffage collectif) seraient, dans le scénario de référence, chauffés en 2030 à 3 % par du fioul, à 87 % par du gaz et 10 % du biogaz¹. Entre 2020 et 2030, le biogaz est progressivement introduit dans le mix gaz naturel / fuel et ne dépasse pas 10 % après 2030.

Ces hypothèses sont simplificatrices dans la mesure où elles ne tiennent pas compte d'une décarbonation supplémentaire des vecteurs énergétiques après 2030 (augmentation de la part des énergies renouvelables dans le mix de production du réseau de chaleur, maintien du biogaz à 10 %). En ce sens, les montants totaux d'émissions évitées pour chaque scénario pourraient être sous-estimés.

¹ Hypothèses extrapolées à partir des éléments à notre disposition sur le mix énergétique de la consommation annuelle de chauffage et d'eau chaude dans le résidentiel et tertiaire en 2030 sur l'ensemble de la métropole de Grenoble sous le scénario 3. On retient dans ce mix le fioul et le gaz, et on formule une hypothèse additionnelle d'introduction progressive du biogaz jusqu'à atteindre 10 % en 2030 (aligné sur la trajectoire PPE pour 2030).

Sous ces hypothèses, les montants d'émissions évitées par les options 1 et 2 par rapport à l'option de référence sont détaillés dans le Tableau A11.

Tableau A11 – Émissions évitées par le réseau de chaleur (tCO₂)

	Scénario 1	Scénario 2
Émissions évitées par la décarbonation du réseau (tCO ₂) (i)	236 288	561 184
Émissions évitées par l'extension du réseau (tCO ₂) (ii)	1 158 293	655 595
Émissions évitées totales (i) + (ii)	1 394 581	1 216 779

Source : calculs France Stratégie

On voit que la différence d'émissions du réseau évitées est relativement faible étant donné que le réseau est plus carboné dans le premier scénario.

4. Calcul des coûts d'abattement

Il est supposé que le même montant annuel est engagé dès la première année de l'extension du réseau (2020) et ce jusqu'à 2050. On calcule ainsi un surcoût total actualisé des scénarios 1 et 2 par rapport au scénario de référence. Sous les hypothèses formulées, on en déduit un coût d'abattement en budget carbone pour chaque option (Tableau A12).

Tableau A12 – Coût d'abattement du réseau de chaleur (€/tCO₂)

	Scénario 1	Scénario 2
Surcoût total actualisé sur trente ans	366 468 291 €	83 196 272 €
Total des émissions évitées par rapport au scénario 3 sur trente ans (i) + (ii)	1 394 581	1 216 779
Coût d'abattement (€/tCO ₂)	263 €/tCO ₂	68 €/tCO ₂

Source : calculs France Stratégie

On peut par ailleurs analyser la rentabilité socioéconomique de l'investissement en comparant les coûts d'abattement à la trajectoire de la valeur de l'action pour le climat (VAC) sur la période de l'investissement (trente ans) (Tableau A13).

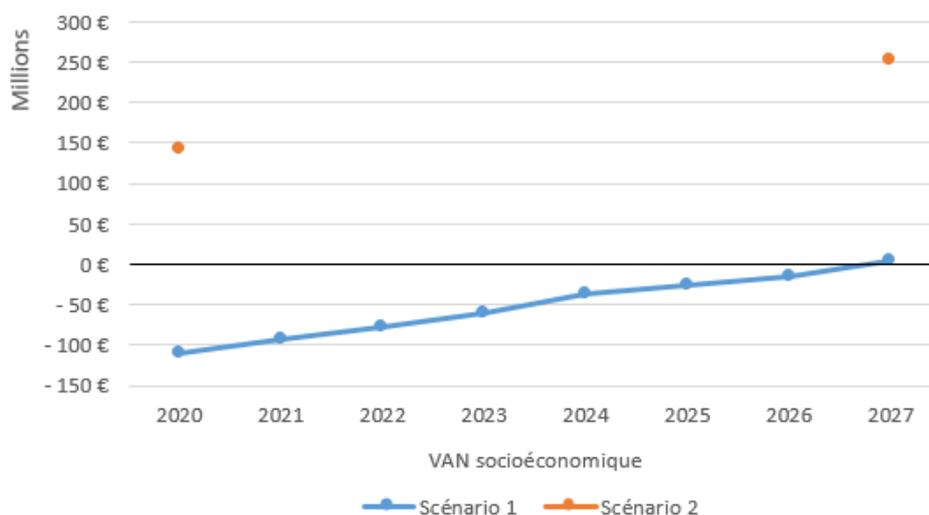
Tableau A13 – Calcul de la VAN socioéconomique

	Scénario 1	Scénario 2
Valeur totale actualisée des émissions évitées (selon la trajectoire de la VAC entre 2020 et 2050)	256 983 956 €	225 761 597 €
VAN socioéconomique	-109 484 336 €	142 565 325 €

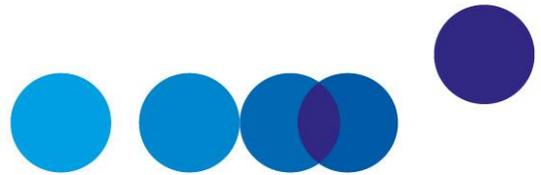
Source : calculs France Stratégie

On trouve une VAN positive pour le scénario 2 et négative pour le scénario 1 dès lors que les montants sont engagés en 2020. Cela étant dit, la VAN socioéconomique du scénario 1 devient positive à partir de 2027 compte tenu de la trajectoire de la VAC mais semble rester durablement inférieure à la VAN du scénario 2 (Graphique A13).

Graphique A13 – Évolution de la VAN socioéconomique en fonction de l'année à laquelle sont engagés les investissements



Source : calculs France Stratégie



Directeur de la publication

Gilles de Margerie, commissaire général

Directeur de la rédaction

Cédric Audenis, commissaire général adjoint

Secrétaires de rédaction

Étienne de Latude, Valérie Senné

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 :



www.strategie.gouv.fr



[@strategie_Gouv](https://twitter.com/strategie_Gouv)



[france-strategie](https://www.linkedin.com/company/france-strategie)



[francestrategie](https://www.facebook.com/francestrategie)



[@FranceStrategie_](https://www.instagram.com/FranceStrategie_)



[StrategieGouv](https://www.youtube.com/StrategieGouv)

Les opinions exprimées dans ce rapport engagent leurs auteurs et n'ont pas vocation à refléter la position du gouvernement



**RÉPUBLIQUE
FRANÇAISE**

*Liberté
Égalité
Fraternité*



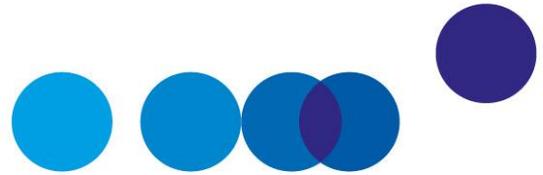
FRANCE STRATÉGIE
ÉVALUER. ANTICIPER. DÉBATTRE. PROPOSER.

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.

Les coûts d'abattement

Partie 6 – Ciment

Rapport de la commission présidée par
Patrick Criqui



LES COÛTS D'ABATTEMENT

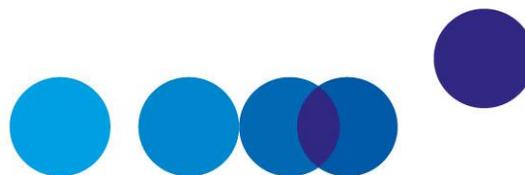
Partie 6 – Ciment

Rapport de la commission
présidée par **Patrick Criqui**

Rapporteur

Maxime Gérardin





PRÉSENTATION

À la suite de la signature de l'accord de Paris en 2015, la France s'est engagée à atteindre la neutralité carbone à l'horizon 2050. La Stratégie nationale bas-carbone (SNBC), révisée tous les cinq ans, constitue la feuille de route française pour lutter contre le changement climatique : elle détaille les actions à mettre en œuvre dans chaque secteur. Le présent travail vise à fournir des outils méthodologiques dans la perspective de l'élaboration de la troisième SNBC.

Les coûts d'abattement des différentes solutions de décarbonation, c'est-à-dire leur coût rapporté aux émissions évitées, sont en effet une donnée essentielle pour l'élaboration d'une stratégie climat efficace. Le recours au coût d'abattement socioéconomique permet de hiérarchiser les actions de décarbonation et d'identifier celles susceptibles de maximiser les réductions effectives d'émissions de gaz à effet de serre, à niveau d'effort donné pour la collectivité. La comparaison du coût d'abattement à la valeur de l'action pour le climat (VAC)¹ établit l'efficacité socioéconomique d'une action. Elle doit par ailleurs permettre de s'assurer que le niveau d'effort consenti reste proportionné au regard de la trajectoire nationale de réduction des émissions vers la neutralité carbone en 2050.

Après la publication du rapport de la commission Quinet sur la valeur de l'action pour le climat en février 2019, qui faisait le constat de la nécessité « de poser un cadre méthodologique clair et partagé pour pouvoir évaluer le coût d'abattement socioéconomique des différentes actions », la commission sur les coûts d'abattement des émissions de gaz à effet de serre a été installée en septembre 2019. Présidée par Patrick Criqui, directeur de recherche émérite au CNRS, elle est composée d'économistes et d'experts sectoriels.

¹ 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.

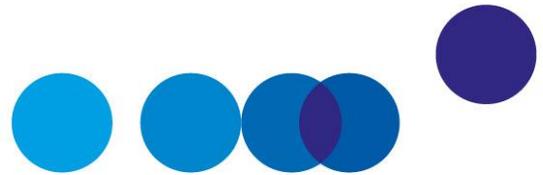
L'objectif des travaux de la commission est triple :

- préciser le (ou les) sens que l'on donne au « coût d'abattement » et définir un cadre méthodologique partagé pour les calculs de ces coûts ;
- expliquer l'interprétation qui peut être faite d'une évaluation des coûts d'abattement en fonction du mode de calcul retenu, en particulier préciser comment elle peut être comparée à la valeur de l'action pour le climat ;
- présenter les coûts d'abattement harmonisés d'une série de technologies ou d'actions pour la réduction des émissions ainsi que l'utilisation qui pourrait en être faite au service des politiques climatiques et les limites de cette utilisation.

Après une première partie méthodologique qui explicite le concept et les méthodes de calcul des coûts d'abattement socioéconomiques, des travaux sectoriels de cette commission sont publiés successivement depuis deux ans : transports, électricité, hydrogène, logement, industrie – dont ciment, le sujet du présent rapport – et agriculture (à venir).

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. Rapporteurs : Stéphane Crémel (Direction générale du Trésor) ; Aude Pommeret (France Stratégie)
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. Rapporteurs : Stéphane Crémel (Direction générale du Trésor) ; Bérengère Mesqui (France Stratégie)
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. Rapporteurs : Silvano Domergue, Olivier de Guibert et Emmanuel Memmi (Commissariat général au développement durable) ; Julie Corberand et Aude Pommeret (France Stratégie)
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. Rapporteur : Maxime Gérardin (France Stratégie)
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. Rapporteurs : Boris Le Hir et Alice Robinet (France Stratégie)



SOMMAIRE

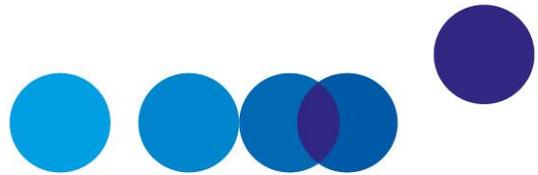
Synthèse	7
Introduction	11
Chapitre 1 – Le ciment aujourd’hui	13
1. Les usages du ciment	13
2. Le processus de production du ciment.....	14
3. La structure de la filière	15
4. Le volume du marché du ciment	16
5. Quelles émissions de gaz à effet de serre pour une tonne de clinker ?.....	16
6. Le volume d’émissions de gaz à effet de serre.....	18
Chapitre 2 – Quelles actions pour réduire les émissions ?	21
1. Un continuum de leviers de décarbonation	21
2. Quelle trajectoire pour la demande de ciment ?.....	23
3. Sur quels leviers calculer des coûts d’abattement ?.....	24
Chapitre 3 – Les argiles calcinées pour diminuer le besoin de clinker	29
1. La production d’argiles calcinées	29
2. Les émissions évitées par les argiles calcinées	30
3. Les coûts d’abattement calculés	30
4. Les argiles calcinées ne sont aujourd’hui pas valorisées par le marché des quotas européens	32
5. Quels outils pour déclencher pleinement les réductions d’émissions permises par les argiles calcinées ?.....	33

Chapitre 4 – La capture et séquestration de carbone pour produire du clinker bas-carbone.....35

1. La capture du CO₂ : de multiples voies technologiques 35
2. Le stockage du CO₂ : une possibilité limitée à certains territoires 37
3. Les coûts d'abattement calculés 38
4. Le clinker bas-carbone et les outils de politiques publiques 40

ANNEXES

- Annexe 1** – Membres de la commission 43
- Annexe 2** – Hypothèses de calcul 45
- Annexe 3** – Formules de coût d'abattement 47



SYNTHÈSE

La production de clinker, composant principal du ciment conventionnel et donc matière première des bétons d'aujourd'hui, présente la particularité d'émettre du CO₂ non seulement par la combustion d'énergies fossiles qu'elle requiert pour « cuire » les matériaux, mais surtout en libérant les atomes de carbone contenus dans le calcaire (CaCO₃), matière première du clinker. Au total, la production de ciment émet en France environ 10 millions de tonnes de CO₂ par an, soit 3 % des émissions de CO₂. Ce ratio s'élève à 7,4 % à l'échelle mondiale, et plus encore dans les pays qui connaissent une urbanisation rapide. La production de clinker est massifiée en un nombre limité de sites, et donc aussi en un nombre limité de grandes entreprises cimentières.

En France comme dans les pays déjà largement urbanisés, le secteur du ciment et du béton présente la particularité de connaître, sur le long terme, une diminution tendancielle de ses volumes, avec une division par deux depuis 1974. Du fait des tendances de la construction et des politiques publiques visant le zéro artificialisation nette (ZAN), cette trajectoire semble appelée à se poursuivre, avant même tout effort porté spécifiquement sur la décarbonation ; et elle sera nécessairement accentuée dans le cadre d'une décarbonation répondant aux objectifs de neutralité carbone.

Cette décroissance des volumes et le processus de réorganisation/consolidation des sites cimentiers qui en résulte constituent une donnée d'entrée incontournable pour toute analyse de l'industrie cimentière et de sa décarbonation future.

Les leviers de décarbonation du ciment et de ses usages forment un large continuum, comprenant notamment :

- les éventuelles inflexions dans le déploiement et l'usage du bâti, permettant d'en modérer les besoins nouveaux ;
- les innovations technologiques, améliorations de pratiques, optimisations et substitutions permettant, à usage final constant, de réduire le besoin en ciments, qu'ils soient utilisés pour les bétons (cas majoritaire) ou pour les maçonneries ;
- les leviers techniques de décarbonation de la production d'une tonne de ciment.

Les deux premiers sujets recouvrent une multiplicité d'actions et d'innovations permettant de réduire la consommation de ciment. Il est impossible de les identifier par avance et *a fortiori* de chiffrer leurs coûts d'abattement. Ces actions et innovations sont néanmoins susceptibles de porter une très large part des réductions d'émissions du secteur. On ne calcule ici que des coûts d'abattement relevant du troisième item, lesquels se divisent en deux leviers principaux.

Coûts d'abattement : de quoi s'agit-il ?

À la suite de l'accord de Paris, la France s'est fixé l'objectif de zéro émission nette à l'horizon 2050. Il s'agit d'un objectif ambitieux qui implique, pour une partie des réductions d'émissions, le déploiement de technologies coûteuses. La question se pose alors du choix des technologies à mettre en œuvre, et du moment pour le faire. La réponse canonique à cette question passe par le calcul du coût associé à la réduction de chaque tonne de CO₂-équivalent d'émissions, exprimé en €/tCO₂eq et appelé *coût d'abattement* d'une action de décarbonation. Plus le coût d'abattement est faible, plus l'action sera économiquement « facile ». Pour sélectionner et hiérarchiser les actions utiles à la collectivité, il faut comparer les coûts d'abattement entre eux, mais aussi à la mesure des gains de l'action. Cette dernière est donnée par la VAC (valeur de l'action pour le climat), actuellement fixée à 120 €/tCO₂eq, et qui augmente progressivement jusqu'en 2050, en passant par 250 €/tCO₂eq en 2030.

Après avoir établi, en 2019, cette trajectoire de la VAC préconisée pour la France, la commission Quinet¹ constatait qu'« il est essentiel de poser un cadre méthodologique clair et partagé pour pouvoir évaluer le coût d'abattement socioéconomique des différentes actions ». Dans ce but a été mise en place une commission présidée par Patrick Criqui et appuyée par le CGDD, la DG Trésor et France Stratégie. Son travail s'inscrit également dans le cadre des suites à donner à la Stratégie nationale bas-carbone (SNBC 2), et de la préparation de la SNBC 3. En plus d'aborder les aspects méthodologiques, cette commission recense et établit les coûts d'abattement (en €/tCO₂eq évitée) associés à différentes actions et technologies dans les secteurs du transport, de l'électricité, du bâtiment, de l'industrie, de l'hydrogène et de l'agriculture.

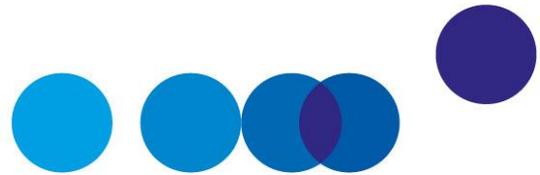
¹ Quinet A. (2019), *La valeur de l'action pour le climat. Une valeur tutélaire du carbone pour évaluer les investissements et les politiques publiques*, rapport, France Stratégie, février.

Le premier levier consiste à incorporer aux ciments une part d'argiles calcinées, produites presque comme le clinker, mais avec des émissions très réduites, puisqu'on évite alors de relâcher dans l'atmosphère du carbone stocké géologiquement dans les roches calcaires. Ce levier connaît aujourd'hui un début de déploiement, avec plusieurs investissements soutenus par la puissance publique. Un très large déploiement permettrait d'éviter, à quantité de ciment donnée, entre un quart et un tiers des émissions. Le coût de ces émissions évitées ressort, dans un calcul socioéconomique conduit du point de vue de la collectivité, comme particulièrement faible, de l'ordre de 25 euros par tonne de CO₂ évitée. L'accélération du déploiement de cette voie, qui soulève des questions de normalisation et d'appropriation par les acteurs de la construction, est donc extrêmement souhaitable.

Le second levier consiste à produire du clinker en lui adjoignant la capture et le stockage géologique du CO₂ produit (CSC). Ce levier s'inscrit donc dans la perspective, plus large que celle du seul secteur du ciment, du déploiement d'infrastructures et de politiques de capture et stockage de CO₂. Il est susceptible d'induire une concentration de la production de clinker vers les zones propices à la CSC, comme les littoraux notamment, ce qui aurait des conséquences massives pour la localisation des activités cimentières. Le coût de la tonne de CO₂ évitée ressort, en calcul socioéconomique, dans une fourchette de 135 à 215 euros par tonne, ce qui est significatif mais tout à fait acceptable au regard du standard que constitue la « valeur de l'action pour le climat », de 250 €/tCO₂ en 2030.

En attendant la définition et la mise en œuvre complètes du mécanisme d'ajustement carbone aux frontières (MACF), le marché européen de quotas carbone (EU ETS) ne permet pas de valoriser la plupart des leviers de décarbonation du secteur, car il alloue aux sites cimentiers des quotas gratuits en quantités proportionnelles à leur production de clinker. Ainsi seul le dernier levier cité sera, en l'état, valorisé par l'ETS.

Dans le bâtiment, la réglementation environnementale RE 2020 fixe pour les bâtiments neufs un seuil maximal d'émissions en analyse du cycle de vie (ACV) et confère donc au carbone, dans les optimisations conduites par les maîtres d'œuvre, une valeur implicite mais potentiellement significative. Son entrée en vigueur ouvre donc une voie de valorisation des actions de décarbonation des ciments et bétons. Cependant, l'aménagement des voiries et des réseaux urbains met également en œuvre des quantités significatives de ciments et bétons, et l'enjeu de la maîtrise de leur usage et de leur décarbonation ne semble pas y faire l'objet d'autant d'attention.



INTRODUCTION

La production de ciment est le premier poste d'émissions de gaz à effet de serre (GES) du secteur de la construction. Elle représente 3 % environ des émissions françaises de CO₂, et davantage encore au niveau mondial. La spécificité des processus qui conduisent à ces émissions, et donc des possibles voies de la décarbonation, est grande.

Planification de la décarbonation du ciment

Pour le cas français, le secteur du ciment fait l'objet d'une feuille de route de filière, préparée dans le cadre du Comité stratégique de filière « Industries pour la construction » et présentée en mai 2021¹ ; et d'un Plan de transition sectoriel (PTS) élaboré sous la responsabilité de l'Ademe, en concertation très étroite avec la filière². Ce PTS sera très certainement un point de référence central pour les actions de réduction des émissions à mettre en œuvre dans les années à venir. Ses analyses étant extrêmement riches, la quasi-totalité des éléments présentés ici est couverte par le PTS.

La spécificité du présent document tient à l'identification de calculs de coûts d'abattement socioéconomiques, pour deux des voies de décarbonation possibles, et selon la méthodologie de la commission Criqui.

Avertissements méthodologiques

Les calculs de coûts d'abattement présentés ici renvoient à la logique des évaluations en termes d'économie publique. Ils s'entendent toujours par comparaison à une chaîne technique « de référence », à savoir celle qui satisfait la même production ou le même usage à moindre coût, dans un contexte de décarbonation incomplète. Les coûts sont dits « socioéconomiques » : ils sont considérés hors fiscalité, mais en intégrant autant que

¹ Conseil national de l'industrie (2021), « [Feuille de route de la filière Ciment](#) », mai, 16 p.

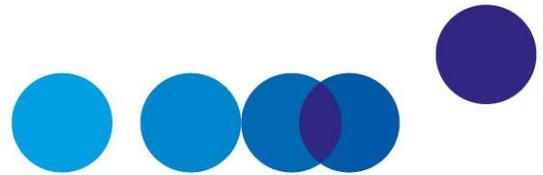
² Mari E., Sourisseau S., Bouxin A., Borde C., Padilla S. et Gourdon T. (2021), [Plan de transition sectoriel de l'industrie cimentière en France](#), rapport final, Ademe, décembre, 187 p.

possible les principales externalités ; et ils découlent de l'application du taux d'actualisation public préconisé en France jusque fin 2021, à savoir 4,5 % par an. Ils sont exprimés en valeur 2018 (€₂₀₁₈). Pour l'énergie, ils reposent sur des hypothèses de prix (détaillées en [annexe 2](#)) qui se projettent au-delà de la crise énergétique en cours à la date de publication, et qui sont donc plus faibles que les prix de marché de court terme observés début 2023.

Les coûts d'abattement obtenus ne doivent donc pas être compris comme une appréciation du niveau de tarification du carbone qui, s'il était atteint dans le marché de quotas européens, permettrait aux solutions examinées de se déployer spontanément. Notamment, ils ne font pas apparaître le coût éventuel du risque privé¹ associé à un investissement ; et le taux d'actualisation public ne coïncide pas nécessairement avec le coût moyen du capital pour le financement de projets.

Enfin, même en se plaçant dans une perspective socioéconomique, plusieurs modalités de calcul des coûts d'abattement distincts peuvent être considérées, en fonction de l'usage qui en est fait. L'[annexe 3](#), en fin de document, revient sur ce point.

¹ Risque perçu par un investisseur privé.



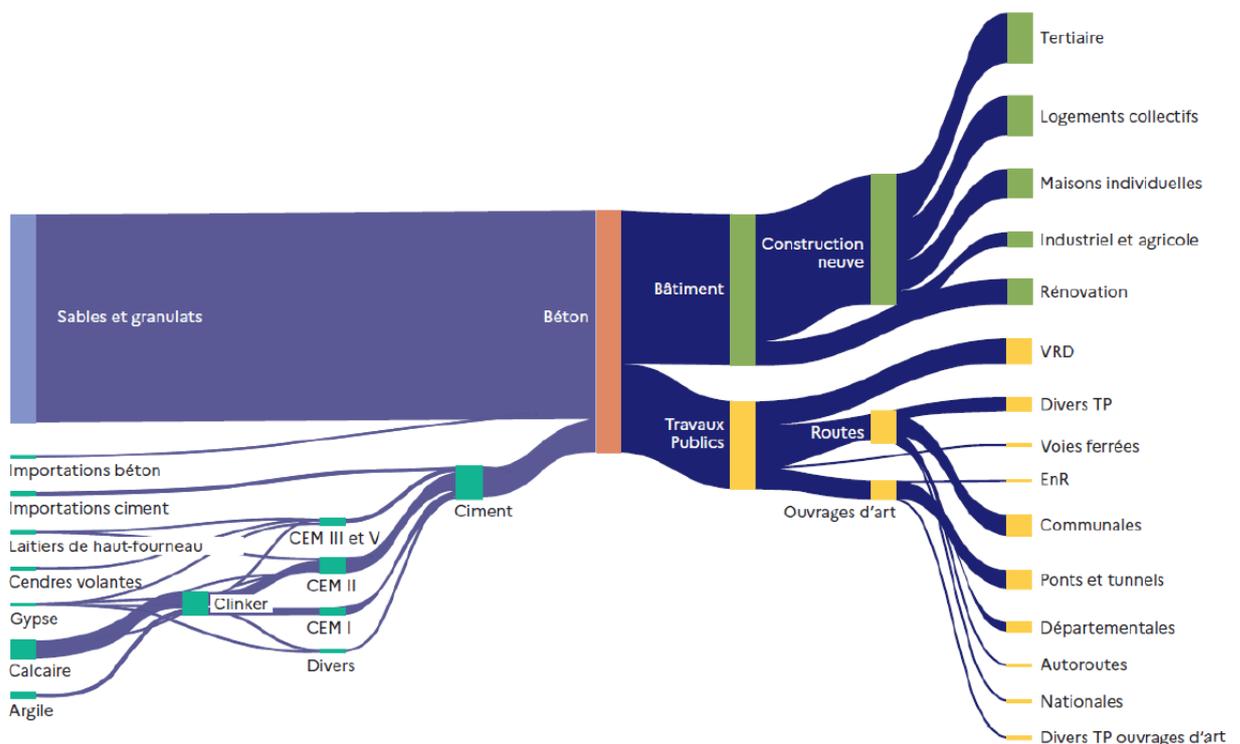
CHAPITRE 1

LE CIMENT AUJOURD'HUI

1. Les usages du ciment

La quasi-totalité du ciment produit sert à composer des bétons, qui sont des mélanges de granulats (roches concassées et calibrées) et de ciment constituant le liant des granulats. Le ciment représente alors environ 14 % de la masse du béton.

Figure 1 – Usages du ciment en France



Source : outil PEPITO (Perspective d'évolution de la production industrielle pour une trajectoire 0 carbone), rapporté dans Mari E., Sourisseau S., Bouxin A., Borde C., Padilla S. et Gourdon T. (2021), [Plan de transition sectoriel de l'industrie cimentière en France, rapport final, Ademe, décembre, p. 44](#)

Le ciment est, en France, utilisé à presque deux tiers par le bâtiment et à un peu plus d'un tiers par les travaux publics (éléments de voiries, de réseaux techniques, ouvrages d'art, etc.). Il est commercialisé, approximativement :

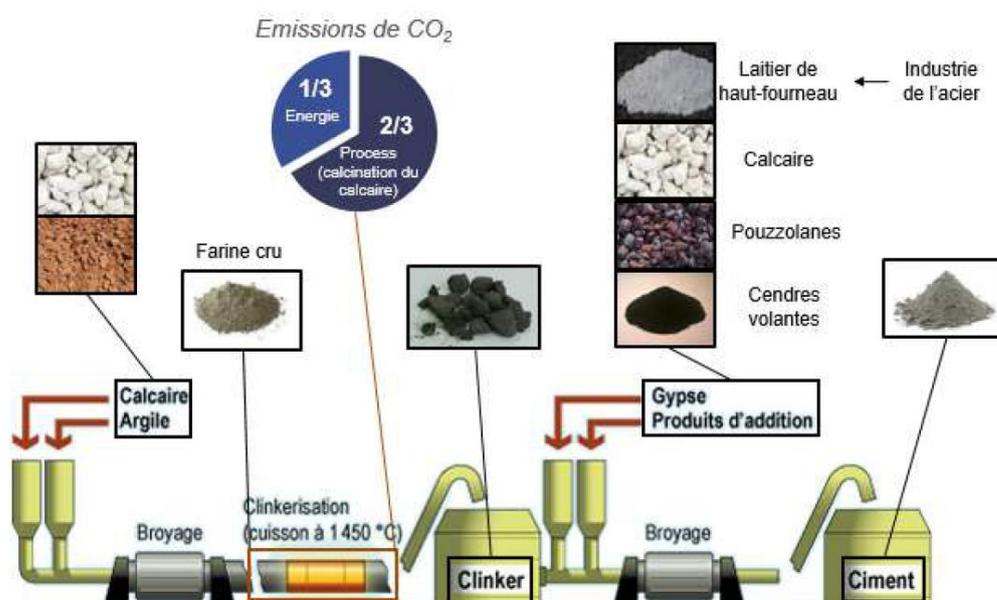
- à 60 %, sous forme de béton prêt à l'emploi (installations dédiées sur les très grands chantiers, et surtout camions-toupies dirigés vers les chantiers de taille suffisante) ;
- à 20 %, en sacs destinés aux petits chantiers, sur le lieu desquels les mortiers ou bétons sont directement confectionnés ;
- à 20 %, sous forme de produits en béton préfabriqués, comme les parpaings.

2. Le processus de production du ciment

Le ciment est un liant hydraulique, c'est-à-dire un composé qui durcit après avoir été mis en présence d'eau, propriété essentielle qui permet ses applications. Son principal composant est le clinker, obtenu en portant à 1 450 °C un mélange de roche calcaire (principalement) et d'argile, broyées.

Le clinker constitue entre 50 % et plus de 95 % de la masse du ciment, en fonction de la classe de ciment considérée. Le restant est constitué de « produits d'addition » : roches non calcinées (calcaire à nouveau, pouzzolane) ou sous-produits d'industries lourdes (« laitier » de haut-fourneau, cendres dites « volantes » issues de la combustion de charbon).

Figure 2 – Représentation schématique du process cimentier



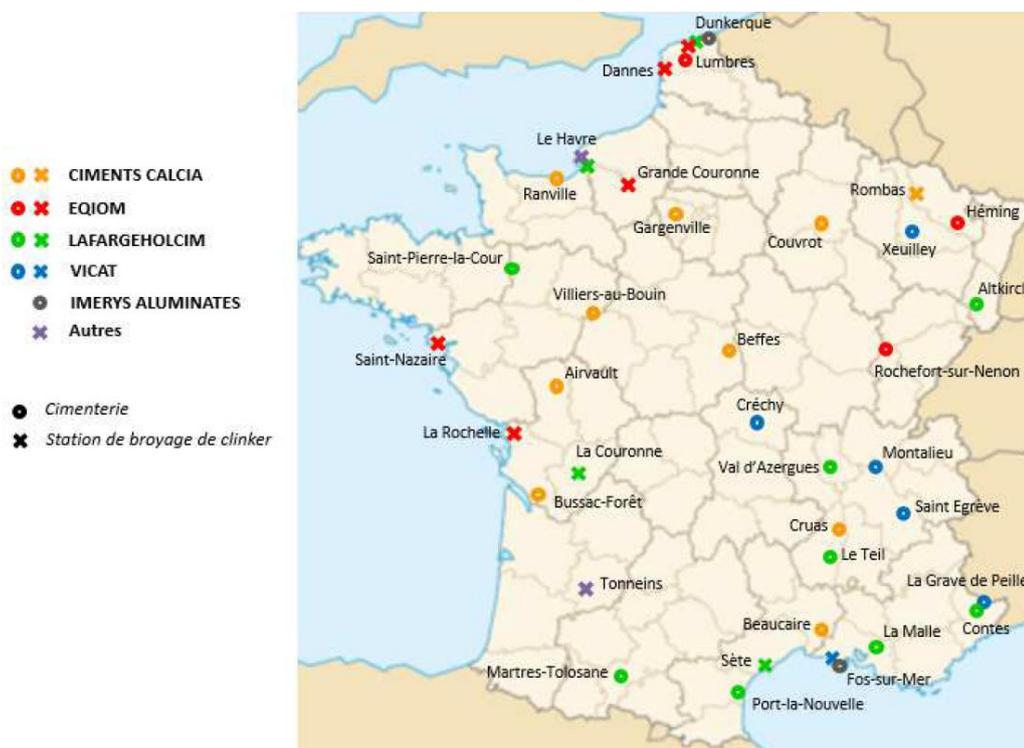
Source : *Éric Menneteau (CNRS), reproduit dans Mari E., Sourisseau S., Bouxin A., Borde C., Padilla S. et Gourdon T. (2021), Plan de transition sectoriel de l'industrie cimentière en France, op. cit., p. 13*

3. La structure de la filière

Les marchés du ciment sont essentiellement domestiques : il s'agit en effet d'un matériau de faible valeur massique, produit à partir de matières, le calcaire et l'argile, disponibles en de très nombreux endroits. Le lieu de production est donc généralement proche du lieu de consommation, et peu de ciment franchit les frontières¹.

Cependant, les économies d'échelle dans les installations industrielles sont telles que la production du clinker se concentre en un nombre réduit de sites, et donc aussi en un nombre réduit d'entreprises cimentières. Outre ces sites de production de clinker, certains autres (« stations de broyage ») reçoivent du clinker et le transforment en différentes qualités de ciment.

Carte 1 – Sites cimentiers de France métropolitaine



Lecture : repérés par des ronds, les sites regroupant toute la chaîne de production présentée précédemment en figure 2 ; et par des croix, les sites réceptionnant du clinker produit ailleurs pour le broyer, avec des produits d'addition, en différents ciments.

Source : Mari E., Sourisseau S., Bouxin A., Borde C., Padilla S. et Gourdon T. (2021), [Plan de transition sectoriel de l'industrie cimentière en France](#), op. cit., p. 17

¹ L'Ademe cite le contre-exemple des Pays-Bas, peu pourvus en ces ressources, qui en conséquence importent du clinker ou du ciment, notamment de Belgique et d'Allemagne.

4. Le volume du marché du ciment

En 2020, 4,6 milliards de tonnes de ciment ont été produites dans le monde. 55 % de cette production est localisée en Chine et 8 % en Inde.

16,5 millions de tonnes de ciment ont été produites en 2018 en France, soit environ 0,4 % du total mondial. Que ce chiffre soit très inférieur à la part de la France dans le PIB mondial¹ ne traduit pas une spécificité de la France par rapport aux pays comparables, mais rappelle que le rythme d'urbanisation et d'équipement en infrastructures est le principal déterminant de la consommation de ciment d'un pays – ainsi la production-consommation française de ciment a atteint son maximum en 1974, à un niveau deux fois plus élevé qu'aujourd'hui.

Si l'essentiel du marché français du ciment est domestique, une minorité de flux transfrontaliers existe aussi, avec des importations de clinker légèrement plus élevées que les exportations. Le risque d'importations massives de clinker par la façade méditerranéenne, avant une simple transformation en ciments dans des stations de broyage en France, est *a priori* un point d'attention : ces flux, quoique encore faibles à l'échelle de la consommation française, ont rapidement augmenté dans les dernières années.

5. Quelles émissions de gaz à effet de serre pour une tonne de clinker ?

La principale source d'émissions de gaz à effet de serre (GES) lors de la production de ciment provient précisément de la production du clinker ; il s'agit de CO₂ émis par la « décarbonatation » du calcaire (CaCO₃ – carbonate de calcium). La décarbonatation correspond à :



après quoi la chaux, CaO, se combine avec les minéraux issus de l'argile, présents dans le même four, pour former les constituants du clinker, tandis que le CO₂ est émis dans l'atmosphère.

Il s'agit donc de CO₂ « non énergétique », c'est-à-dire que le carbone émis ne provient pas de la combustion d'une énergie fossile, comme pour la majorité des émissions de CO₂, mais est issu de la roche transformée. Ainsi, du point de vue du cycle du carbone, le processus est à la fois semblable aux autres émissions de CO₂ anthropogénique ; mais

¹ 3,2 % en nominal, et 2,5 % en parité de pouvoir d'achat, en 2017. Voir OCDE (2020), « [OECD share in world GDP stable at around 50% in PPP terms in 2017](#) », article du 19 mai.

différent, en ceci que le « stock » de carbone à émettre est constitué par du calcaire, et non du charbon, du pétrole ou du gaz. Cela constitue une spécificité forte – par exemple, même les émissions dites « de procédé » des hauts-fourneaux proviennent de charbon.

Les émissions de ce CO₂ « de procédé » s'élèvent à environ 525 kg par tonne de clinker produite, ce chiffre découlant directement de la composition du clinker et de la réaction décrite ci-dessus.

À ces émissions de procédé s'ajoutent les émissions énergétiques, liées au chauffage des matériaux. Le combustible utilisé est, à l'origine, essentiellement du charbon et du coke de pétrole. Depuis deux décennies environ, ces combustibles fossiles sont partiellement remplacés par des déchets combustibles, dans une double préoccupation d'élimination de ces déchets par une solution plus vertueuse que l'enfouissement, et de réduction des coûts d'approvisionnement en combustible. Le carbone contenu dans les déchets et émis par la combustion est en partie du carbone fossile (par exemple, dans le cas de solvants, qui avaient été manufacturés à partir de gaz ou de pétrole), et en partie du carbone biogénique (déchets de bois notamment).

En France, les combustibles de substitution représentent près de la moitié du mix thermique des cimenteries. Cependant ces combustibles de substitution ne sont constitués de biomasse qu'à hauteur d'un cinquième environ, si bien que la biomasse constitue aujourd'hui tout au plus 10 % du combustible des cimenteries ; s'y ajoute une part biogénique dans le carbone contenu dans certains déchets, comme les pneumatiques. Ce taux tombe à 3 % au niveau mondial, dans la mesure où, dans les économies en développement rapide, la quantité de déchets disponibles est plus faible et la demande en ciment plus élevée.

Les émissions d'énergie thermique (combustibles) s'élèvent à environ la moitié des émissions de procédé (décarbonatation du calcaire), si bien que le total des émissions est constitué pour deux tiers par les émissions de procédé, et pour un tiers par les émissions de combustion : les émissions directes totales sont de l'ordre de 820 kgCO₂ par tonne de clinker.

Enfin, la consommation électrique du processus cimentier, quoique plus faible que sa consommation d'énergie thermique, est significative : environ 145 kWh électriques par tonne de clinker, majoritairement pour le fonctionnement des broyeurs, aux différentes étapes du processus. On peut rapporter ce dernier chiffre aux précédents en appliquant à cette consommation d'électricité le facteur d'émission d'une centrale à gaz performante (une centrale à gaz à cycle combiné – CCGT), soit environ 400 gCO₂/kWh¹. 60 kgCO₂ par tonne de clinker, environ, viennent alors s'ajouter aux 820 kgCO₂ mentionnés ci-dessus (+7 %).

¹ Ce chiffre est bien supérieur à la moyenne du mix de production français, mais inférieur au contenu carbone marginal calculé en vue de compenser l'impact des quotas carbone européens sur le prix de l'électricité, pour les industriels localisés en France et exposés à un risque de fuite de carbone, qui ressort à 590 gCO₂/kWh. Voir la [Délibération n° 2021-126](#) du 6 mai 2021 de la Commission de régulation de l'énergie.

6. Le volume d'émissions de gaz à effet de serre

Pour passer ensuite à des émissions par tonne de ciment plutôt que par tonne de clinker, il convient d'appliquer le taux de clinker du ciment considéré¹. Sur l'ensemble des ciments commercialisés, ce taux est aujourd'hui de 78 % en France, et de 72 % dans le monde. Le facteur d'émission moyen du ciment est donc d'environ 643 kgCO₂ par tonne – ce chiffre masquant les hétérogénéités entre classes de ciment (voir ci-après).

Tableau 1 – Les émissions totales de CO₂ du secteur du ciment en 2019

	France	Monde
Production de ciment	16,5 Mt/an	4,3 Gt/an
Émissions de CO ₂ de la production de ciment	10 Mt/an	2,5 Gt/an
Part de la production de ciment dans les émissions de CO ₂ (hors autres GES et secteur des terres), 2019	3 %	6,9 %

Sources : Mari E., Sourisseau S., Bouxin A., Borde C., Padilla S. et Gourdon T. (2021), [Plan de transition sectoriel de l'industrie cimentière en France](#), op. cit. et AIE (2022), [Cement – Tracking Report](#), Agence internationale de l'énergie, septembre

Ces chiffres font du clinker et du ciment des matériaux extrêmement émissifs en regard de leur prix : en supposant un prix de l'ordre de 100 €/t_{ciment}, environ 6,5 kgCO₂ par euro de matériau. Ce ratio place le ciment au même niveau que les combustibles fossiles : un baril de pétrole destiné à être brûlé présente le même ratio quand il s'échange pour 73 euros, et seul le charbon, à la fois moins cher et plus émissif que le pétrole, atteint un ratio nettement supérieur. Ainsi l'intensité en CO₂ du ciment, par unité monétaire de produit, est du même ordre que celle des énergies fossiles – autrement dit, un acteur économique disposant d'un budget donné à dépenser aura une égale « facilité », s'il n'intègre pas le climat dans ses critères de décision, à émettre du CO₂ via le ciment que via les énergies fossiles.

¹ Le contenu carbone des autres constituants usuels du ciment est négligeable, à l'exception de celui du laitier de haut-fourneau, qui fait l'objet de débats méthodologiques – comme en pratique la quantité de laitier disponible est fixée par avance, on n'entre pas ici dans ce débat qui a essentiellement des conséquences distributives entre les industries de l'acier et du ciment.

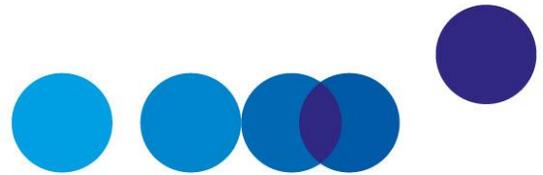
Le chiffre de 2,7 GtCO₂/an fait du secteur cimentier mondial l'équivalent en matière d'émissions de CO₂ d'un pays comme l'Inde, troisième pays le plus émetteur après la Chine et les États-Unis.

En France, les 10 MtCO₂/an de la production de ciment sont le premier poste d'émissions du secteur du BTP. La production des 4,3 Mt d'acier consacrées annuellement à la construction¹ vient ensuite². Ainsi, au sein de la construction, d'après le « hub des prescripteurs bas-carbone³ », dans le cas d'immeubles neufs en béton (logements collectifs ou bâtiments tertiaires), le béton – dont le ciment porte l'essentiel de l'empreinte – représente environ 30 % de l'empreinte carbone « produits de construction et équipements ».

¹ Voir la section C du I de la Première partie de Sénat (2019), *Les enjeux de la filière sidérurgique dans la France du xx^e siècle. Opportunité de croissance et de développement*, rapport d'information n° 649 de Mme Valérie Létard, rapporteure, fait au nom de la mission d'information Enjeux de la filière sidérurgique, juillet, 279 p.

² À titre de repères, le recyclage d'acier en four à arc électrique, d'où proviennent majoritairement en France les produits en acier utilisés dans la construction (aciers longs), émet de l'ordre de 0,5 tCO₂/t d'acier ; tandis que la filière de l'acier neuf (hauts-fourneaux), si on souhaite argumenter qu'elle est sollicitée indirectement par toute consommation supplémentaire d'acier, émet environ 2 tCO₂/t d'acier.

³ Plateforme portée par l'Institut français de la performance du bâtiment, en partenariat avec Carbone 4.



CHAPITRE 2

QUELLES ACTIONS POUR RÉDUIRE LES ÉMISSIONS ?

1. Un continuum de leviers de décarbonation

Les leviers susceptibles de réduire les émissions de la construction en général, et du ciment en particulier, sont multiples. On peut tenter de les examiner en allant des actions les plus « comportementales » jusqu'aux plus « technologiques ».

- La maîtrise des besoins en surfaces de bâtiments (inversion des tendances à la hausse, ou baisse pour certains usages) est aujourd'hui mise en avant dans un grand nombre de scénarios. Quoiqu'elle puisse sembler quelque peu radicale, cette voie pourrait résulter de la combinaison d'un grand nombre d'évolutions sociologiques ou de changements d'habitudes, tendant à une meilleure mutualisation des espaces entre usages : taille des ménages, modèles de co-logement, bâtiments plus multifonctionnels, modes de travail au bureau et en télétravail, action sur les locaux vacants, degré d'occupation des résidences secondaires, etc. Même si le résultat de la combinaison de ces facteurs est difficile à anticiper, il convient de noter que, dans un pays comme la France où la majorité du parc immobilier futur est déjà en place, de petites variations dans la demande totale de surfaces peuvent suffire à provoquer des variations fortes dans le total de surfaces nouvelles à construire, et donc dans la demande de ciment.
- L'évitement de la construction neuve : requalifier le bâti existant permet de limiter les destructions-reconstructions, ou simplement d'augmenter les qualités des bâtiments traités ou leur adéquation avec les usages anticipés¹. De telles requalifications doivent bien sûr être liées à la rénovation thermique, indispensable pour une majorité de bâtiments, en vue de l'atteinte de la neutralité carbone². Au-delà de la contribution directe de ce levier, on peut souligner combien il est susceptible d'ouvrir un champ d'expression

¹ Par exemple, en préservant une flexibilité future des aménagements.

² Voir notamment Cricqui P. (2022), *Les coûts d'abattement. Partie 5 – Logement*, rapport de la commission sur les coûts d'abattement, France Stratégie, novembre, 160 p.

fécond pour la création architecturale et l'acte de bâtir, dans un contexte où sur le temps long, et même sans décarbonation, le rythme de la construction neuve sera de toute façon appelé à baisser pour des raisons démographiques – même si le rythme de cette baisse peut faire débat.

- La préférence pour des typologies de bâti plus sobres en matériaux de construction : cela peut passer par un plus faible recours aux constructions de grande hauteur, plus gourmandes en matériaux, et aux sous-sols, parkings notamment, qui requièrent d'importantes quantités de béton¹. De même, le recours plus fréquent à des trames porteuses plus denses et de moindre portée est de nature à réduire les quantités de matériaux nécessaires.
- Le recours à des modes constructifs alternatifs au béton : structures et ossatures en bois, construction en pierre, en terre, en brique... et, pour les travaux de voirie, limitation des équipements en béton de ciment, et recours à des matériaux et modes de construction alternatifs, y compris peut-être les enrobés bitumineux².
- L'optimisation de la conception et de la mise en œuvre des bétons et aciers, de manière à employer à chaque fois la juste quantité. Puisque les émissions du béton sont portées essentiellement par le clinker, cela inclut la conception, la production et la mise en œuvre de bétons à plus faible proportion de ciment, et de ciments à plus faible contenu en clinker (voir ci-après).
- La décarbonation de la production des matériaux de construction conventionnels.

Dans le cas du ciment, cette dernière catégorie peut passer notamment par :

- l'optimisation de l'efficacité énergétique de la production de clinker, qui porte principalement sur l'efficacité du processus thermique. On peut citer aussi l'efficacité quant à la consommation d'électricité, et l'optimisation du positionnement temporel de l'appel aux broyeurs, pour positionner la consommation d'électricité au moment le plus favorable pour le système électrique ;
- la substitution des combustibles fossiles par des combustibles bas-carbone, dont notamment la biomasse et ses déchets ;
- la capture et la séquestration des émissions de CO₂.

Ces leviers technologiques sont davantage détaillés ci-après.

¹ Ainsi des aménagements urbains à très forte densité, *a priori* souhaitables dans le cadre de l'objectif « zéro artificialisation nette » (ZAN), peuvent dans certains cas (par exemple, s'ils impliquent de forts volumes de parkings en ouvrage) être dommageables en termes d'émissions de GES à la construction.

² Les enrobés bitumineux sont le matériau usuel de revêtement des chaussées ; ils sont aussi appelés « bétons bitumineux » puisqu'il s'agit de granulats maintenus par un liant, en l'occurrence du bitume. En dépit de leur origine pétrolière et de l'image négative qui peut y être attachée, ils ont, d'après la base carbone de l'Ademe, une empreinte à la tonne environ trois fois plus faible que celle des bétons de ciment routiers. La question posée ici est celle d'une possible substitution s'appuyant entre autres sur les premiers pour réduire certains usages des seconds.

2. Quelle trajectoire pour la demande de ciment ?

Comme dans la plupart des secteurs, le défi de la construction de scénarios, qu'il s'agisse de scénarios de type *business-as-usual* ou de scénarios destinés à tracer un chemin de décarbonation, tient largement aux interactions entre l'ensemble des leviers ci-dessus, avec notamment la question de l'équilibre entre leviers de maîtrise de la demande et leviers technologiques de décarbonation.

Dans un rapport dédié aux matériaux dans la transition¹, l'Agence internationale de l'énergie (AIE) a notamment mis en avant l'enjeu de l'« efficacité matière » (réduction du tonnage de matériaux utilisés, pour un même service final), susceptible de permettre, à l'échelle mondiale et à long terme, de passer d'une augmentation (modérée) des volumes de ciment à une baisse (modérée) de ces mêmes volumes. Dans le scénario mondial de neutralité carbone de l'AIE (« Zero Net Emissions by 2050 Scenario »), postérieur à la publication spécifique dédiée aux matériaux, la production mondiale de ciment reste constante de 2020 à 2030. Cela ne constitue pas toutefois une nette rupture de tendance, la production mondiale étant déjà passée, depuis 2014, d'une croissance soutenue à un plateau. Les travaux menés dans le cadre de l'OCDE conduisent aussi à mettre en avant cette efficacité matière comme un enjeu de premier rang².

Pour ce qui est de la France, le plan de transition sectoriel pose la question de l'équilibre entre maîtrise de la demande et technologies, en mettant en avant deux scénarios contrastés, intitulés « pari – *techno-push* » et « choc – sobriété *low-tech* », qui renvoient dans leur esprit et dans leurs arbitrages aux deux scénarios les plus extrêmes de l'exercice transversal « Transition(s) 2050 » conduit par l'Ademe³. Dans le premier scénario, la demande française de ciment diminue de 10 % d'ici 2050 ; dans le second, elle diminue de 56 %.

Quelles que soient les réponses apportées à ce débat, la baisse tendancielle de la demande en ciment reste une caractéristique, en France et dans les pays comparables, tant des décennies passées que de celles à venir. Ainsi la demande de ciment en France a été divisée par deux en un demi-siècle, après un pic en 1974. Le ralentissement démographique, les politiques de limitation de l'artificialisation des sols, ainsi que l'entrée en vigueur de la réglementation RE 2020 pour les bâtiments neufs, devraient conduire à la poursuite de cette baisse. Dans le « scénario de référence » du PTS, qui, à la différence des deux scénarios susmentionnés, n'atteint pas les objectifs de décarbonation mais se fonde sur les seules tendances et leviers d'action les plus sûrs, la consommation de ciment baisse de 15 % entre 2020 et 2050.

¹ Agence internationale de l'énergie (2019), *Material Efficiency in Clean Energy Transitions*, rapport technique, mars, 158 p.

² Bataille C. (2019), « *Low and zero emissions in the steel and cement industries. Barriers, technologies and policies* », OCDE, Issue Paper, 44 p.

³ <https://transitions2050.ademe.fr/>

Le contexte dans lequel il faut examiner les actions de décarbonation du ciment est donc vraisemblablement, et même en l'absence de décarbonation, un contexte de baisse des volumes, donc de surcapacités et de restructurations progressives de l'outil industriel cimentier.

3. Sur quels leviers calculer des coûts d'abattement ?

En théorie, toutes les actions listées précédemment présentent des coûts d'abattement. Cependant, dans de nombreux cas et notamment pour les actions les plus « comportementales », ces coûts ne sont pas facilement identifiables : quel coût, au sens large, y a-t-il à organiser différemment les usages d'un bâtiment pour qu'il rende davantage de services ? Ou à concevoir différemment un projet immobilier, afin d'éviter de construire des parkings en sous-sol ? Ou à raffiner l'ingénierie et les techniques de mise en œuvre du béton, pour, sur un même projet, mieux optimiser la quantité nécessaire ? Ou encore à réviser les Eurocodes, pour ramener les surdimensionnements de sécurité au niveau reconnu comme suffisant par les experts ?

Pour présenter des calculs robustes, on se concentre ici sur les leviers les plus centrés sur les processus de production du matériau ciment. Non parce que les autres leviers seraient moins pertinents, mais du fait même des limites d'application du calcul de coûts d'abattement qui ne permet pas d'éclairer tous les leviers.

Efficacité matière, par une diminution des taux de clinker dans le ciment

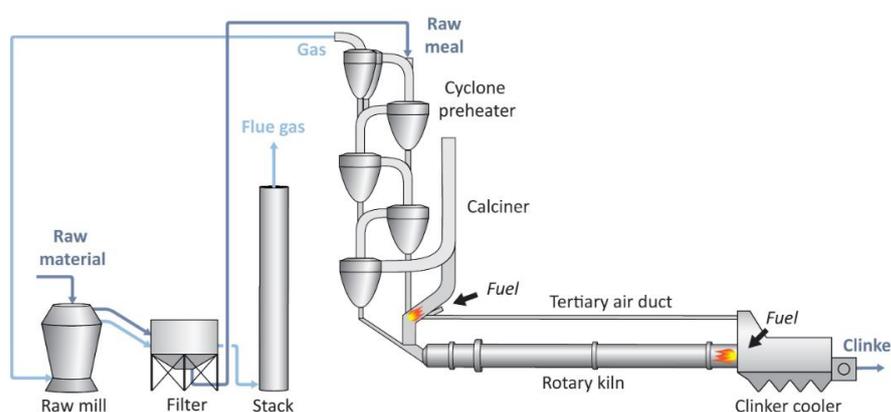
Ce levier peut comprendre l'incorporation dans le ciment de davantage de résidus d'autres industries (laitier de haut-fourneau, cendres volantes, etc.), ou la production de substituts. Ces résidus d'autres industries étant en quantités limitées, et surtout déjà largement mobilisés, il n'y a pas lieu de calculer un coût par rapport à une option sans incorporation. En revanche, la voie consistant à mettre en œuvre une production d'argiles calcinées, qui peuvent être un composant majeur de certains ciments (ciments LC3, où le taux de clinker n'est que de 50 % environ), peut donner lieu à un calcul de coût d'abattement. Il s'agit en effet d'une filière sans limitation forte de gisement, étant donné la disponibilité d'argile ; et qui permet d'identifier clairement une substitution entre clinker et argiles calcinées.

Efficacité énergétique du processus thermique ou upgrading

Il s'agit essentiellement de passer de la *voie humide*, encore en activité dans certaines cimenteries, ou d'autres voies intermédiaires, à la *voie sèche avec précalcinateur*. En effet, la manipulation du cru (farine de calcaire et d'argile) étant peu aisée, le processus ancien consistait à mélanger ce cru à de l'eau pour en faire une pâte introduite dans le four. La présence d'eau augmente alors le besoin en énergie thermique. Les meilleures techniques

disponibles aujourd'hui consistent à injecter le cru sec dans une tour de préchauffage, où il est progressivement chauffé, et décarbonaté, en croisant, dans des cyclones successifs, les gaz chauds issus du four ; le four rotatif n'assurant plus que la fin du processus.

Figure 3 – Cimenterie en voie sèche



Source : CEMCAP (2018),
CEMCAP Comparative
Techno-Economic
Analysis of CO₂ Capture
in Cement Plants,
novembre, p. 16

Ce levier ne fournit cependant qu'une petite part des réductions d'émissions nécessaires à la neutralité carbone. Surtout, son existence même est fonction du scénario considéré : le parc aux meilleures techniques disponibles, c'est-à-dire les installations fonctionnant déjà en voie sèche avec précalcinateur, couvre aujourd'hui la moitié de la production de clinker, et suffirait donc vraisemblablement à en couvrir la totalité ou presque dans des scénarios à forte baisse de la demande totale en clinker. De fait, le scénario « sobriété *low-tech* » du PTS ne mobilise pas ce levier. Ainsi d'éventuels investissements d'*upgrading* pourraient conduire à terme à ce que la capacité installée en voie sèche soit supérieure aux besoins. Ces investissements ne sont donc pas automatiquement sans regrets.

Substitution des combustibles carbonés par des combustibles bas-carbone (« mix thermique »)

Il s'agit principalement de mobiliser de la biomasse, ou ses déchets, en remplacement des combustibles fossiles.

À l'échelle d'un four cimentier, la substitution ne peut pas atteindre 100 %, car la biomasse ou ses déchets ont un pouvoir calorifique insuffisant – de peu – pour fournir la température élevée nécessaire au processus. C'est pourquoi, pour pousser très fortement ce levier, il est nécessaire d'être déjà en voie sèche avec précalcinateur : en effet, le point de combustion en pied de précalcinateur représente alors plus de la moitié de l'apport thermique et fonctionne à une température nettement inférieure à celle du foyer du four rotatif.

Ce levier renvoie plus largement à la question de la biomasse comme substitut aux combustibles fossiles, du gisement disponible et des conflits d'usage : dans la quasi-totalité

des usages actuels de combustibles ou de carburants fossiles, la biomasse, en combustion directe ou sous forme de biocarburant, biométhane, etc., est une voie de décarbonation envisageable. La question est donc celle du gisement de biomasse pour l'ensemble de ces usages, étant entendu que le besoin total est potentiellement très supérieur au gisement disponible. L'évaluation socioéconomique d'un recours à la biomasse ne ferait donc sens qu'à la condition de prendre en compte cette rareté, à travers un prix traduisant la tension sur cette ressource. Or la calibration de ce prix, c'est-à-dire du niveau de tension sur la ressource, supposerait de considérer l'équilibre d'ensemble du système via un modèle technico-économique détaillé de l'ensemble du système énergétique en transition.

Ainsi l'enjeu de la répartition de la biomasse entre ses usages possibles doit être éclairé, en complément du calcul de coûts d'abattement, par des exercices spécifiques sur la bonne adéquation entre ressource et usages. À ce titre, le haut niveau de température requis par le processus cimentier, qui rend très difficile toute électrification¹, est un argument en faveur d'une priorisation de la biomasse vers ce type d'usage.

Capture et stockage ou utilisation du CO₂

Il s'agit de modifier les process des cimenteries pour, au lieu d'émettre de manière diluée le CO₂ dans l'atmosphère, le récupérer sous forme concentrée. Deux destinations de ce CO₂ sont alors en général privilégiées :

- le stockage géologique (définitif). Ce premier cas peut donner lieu à un calcul de coût d'abattement, par comparaison des surcoûts aux quantités d'émissions évitées ;
- l'utilisation du CO₂, notamment pour la confection de combustibles ou de carburants de synthèse, en combinant ce CO₂ avec de l'hydrogène. Ce schéma, mis en avant notamment pour les sites cimentiers situés loin d'un possible site de stockage du CO₂, n'empêche pas l'émission du carbone – puisqu'il sera émis, *in fine*, par la combustion du combustible ou carburant de synthèse, mais « mutualise » ces émissions entre deux usages : la production de clinker est conservée, l'usage d'un combustible carboné est conservé, et, en première approche, une seule molécule de CO₂ a été émise, au lieu de deux. La principale difficulté d'un tel schéma tient à la disponibilité massive d'un hydrogène renouvelable « en bandeau² », situation que le volet *Hydrogène* de la présente série de rapports n'anticipe qu'« en fin de trajectoire de décarbonation³ ». À défaut, il faudrait envisager un surdimensionnement de l'installation de synthèse de carburant et un stockage temporaire du CO₂, de manière à ne fonctionner qu'à certains moments de l'année.

¹ Le rapport de suivi de l'AIE sur le ciment cite des pistes d'électrification, mais lointaines. Voir AIE (2022), *Cement – Tracking Report*, Agence internationale de l'énergie, septembre.

² C'est-à-dire fourni tout au long de l'année.

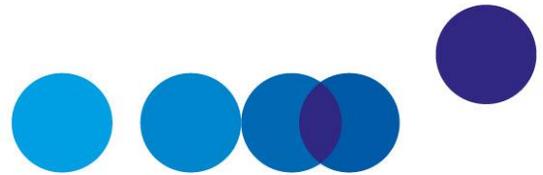
³ Criqui P. (2022), *Les coûts d'abattement. Partie 4 – Hydrogène*, rapport de la commission sur les coûts d'abattement, France Stratégie, mai, 82 p.



Nous nous concentrons donc ci-après, pour le calcul des coûts d'abattement, sur deux leviers :

- le développement d'une production d'argile calcinée, venant se substituer à du clinker ;
- le déploiement de la capture et séquestration du carbone (CSC), nécessaire pour décarboner entièrement la production de clinker restante après application des autres leviers.

Au-delà du cas français, ces leviers se trouvent correspondre à ceux mis en avant par l'AIE, dans son scénario de neutralité carbone pour 2050, comme fournissant les plus fortes contributions à la décarbonation du secteur.



CHAPITRE 3

LES ARGILES CALCINÉES POUR DIMINUER LE BESOIN DE CLINKER

Comme c'est la production de clinker qui est à l'origine de la plus grosse part des émissions lors de la fabrication du ciment, il est naturel de s'intéresser à la possibilité de produire du ciment à taux de clinker réduit. Se pose alors la question des matières à substituer au clinker.

Le laitier de haut-fourneau et les cendres volantes, déjà incorporés aux ciments aujourd'hui, ne sont disponibles qu'en quantités limitées et très vraisemblablement appelées à se raréfier encore davantage avec la diminution de l'usage des hauts-fourneaux (celle-ci pouvant résulter à la fois de moindres besoins en acier neuf et du développement de la réduction directe du minerai de fer), et, pour les cendres volantes, avec la fin des centrales électriques au charbon.

Restent donc, comme candidat principal, les argiles calcinées. On calcule dans cette section le coût d'abattement associé à une modification des « recettes » de ciment, où les argiles calcinées viennent se substituer partiellement au clinker.

1. La production d'argiles calcinées

La production d'argiles calcinées (dites aussi « activées ») suit, dans les grandes lignes, le même procédé représenté en figure 2 pour la production du clinker ; la différence tient à ce qu'on n'introduit pas dans le processus un cru cimentier constitué à 80 % de calcaire, mais seulement des argiles. Ainsi les émissions de procédé, qui venaient du carbone contenu dans le calcaire, sont évitées. La température de cuisson est réduite, ce qui d'ailleurs peut aider à incorporer, sous réserve de leur disponibilité, un fort taux de biomasse ou d'autres combustibles alternatifs légèrement moins calorifiques que les combustibles fossiles (voir ci-dessus le levier « mix thermique ») ; et le besoin en quantité de combustible, par tonne de matériau calciné, est légèrement réduit lui aussi. Néanmoins, même si les émissions de processus (deux tiers des émissions du clinker) sont supprimées, l'essentiel des émissions énergétiques (un tiers des émissions du clinker) est conservé.

Il est nécessaire, pour produire les argiles calcinées, de s'équiper de fours dédiés ; mais ceux-ci peuvent être de capacité¹ nettement réduite, dans un facteur de 3 à 10, par rapport aux fours à clinker. Il peut s'agir de fours neufs, ou encore d'anciens fours à clinker reconvertis, ces deux options apparaissant, d'après les hypothèses mobilisées (voir ci-après en [annexe 2](#)), aboutir au même ordre de coûts. De fait, les deux configurations existent dans les premiers projets en cours d'élaboration ou de mise en œuvre².

2. Les émissions évitées par les argiles calcinées

La limite de cette voie tient à ce que les argiles calcinées n'ont pas les mêmes propriétés de liant que le clinker, et ne peuvent donc s'y substituer que partiellement : les ciments « ternaires aux argiles » ou LC3³ intègrent environ 30 % d'argiles calcinées, 20 % d'autres intrants, mais toujours 50 % de clinker, ce qui est toutefois une forte réduction par rapport aux ciments « CEM I » et « CEM II » sans argiles (environ 95 % et 75 % de clinker, respectivement) qui constituent l'essentiel de la production aujourd'hui.

L'ampleur de la réduction d'émissions permise par les argiles calcinées dépendra de l'étendue de leur adoption. Si elles entraient dans la composition de l'essentiel des ciments produits, les argiles calcinées seraient en capacité de réduire d'un quart à un tiers les émissions du secteur, à production donnée.

3. Les coûts d'abattement calculés

Pour le calcul des coûts d'abattement socioéconomique, on recourt à la « formule 3 »⁴. En effet, les dates d'investissement dans des fours d'argiles calcinées ne sont pas (ou peu) contraintes par des cycles industriels préexistants. Au demeurant, se placer en « formule 1 » abaisserait les coûts d'abattement présentés ci-après de 35 %⁵.

On divise ensuite le calcul en deux cas, selon que le ciment sans argiles substitué était de catégorie CEM I ou CEM II, ce qui joue sur les ratios de substitution entre les différents

¹ En tonnage annuel de matériau effectivement traité.

² Par Vicat à Xeulley (Meurthe-et-Moselle), Calcia à Bussac-Forêt (Charente-Maritime), Lafarge à La Malle (Bouches-du-Rhône) et Saint-Pierre-la-Cour (Mayenne).

³ *Limestone Calcined Clay Cement*.

⁴ La « formule 3 » consiste à calculer, sur une année de fonctionnement du projet, le ratio entre les coûts annualisés du projet et l'abattement d'émissions annuel. Voir l'[annexe 3](#).

⁵ Cette valeur résulte de la combinaison du taux d'actualisation public (4, %/an) et de la durée de vie économique des investissements (vingt ans) ici retenus.

matériaux¹. On prend en compte le coût d'investissement dans le four de calcination des argiles, ainsi que les petits écarts de consommation de combustible résultant des substitutions entre matériaux (valeurs indiquées en [annexe 2](#)). Cependant, on ne considère pas que la moindre production de clinker permise par les argiles calcinées conduit à des économies en investissements ou en réinvestissements, que ce soit dans les fours ou dans d'autres éléments de l'infrastructure de production du clinker. En d'autres termes, on suppose que la transition vers l'incorporation d'argiles calcinées crée des actifs échoués, ou accélère la création d'actifs échoués, dans la production de clinker ; et on tient compte des coûts correspondants : il s'agit d'une hypothèse prudente, cohérente avec le constat d'une industrie dont les volumes décroissent.

L'application des hypothèses présentées en [annexe 2](#) conduit aux résultats détaillés dans le tableau 2, à lire conjointement aux avertissements méthodologiques présentés dans l'introduction du rapport.

Tableau 2 – Coûts d'abattement estimés des argiles calcinées

Transition depuis un ciment CEM I	Transition depuis un ciment CEM II	Moyenne (25 % CEM I – 75 % CEM II)
<i>Coût du four à argiles</i> + 12 €/tCO ₂	<i>Coût du four à argiles</i> + 25 €/tCO ₂	
<i>Diminution de combustible</i> - 12 €/tCO ₂	<i>Variation de combustible</i> ~ 0	
0 €/tCO₂	25 €/tCO₂	15 €/tCO₂

Les valeurs sont exprimées en €₂₀₁₈.

Source : *calculs des auteurs*

Ces résultats se composent de l'amortissement du four de calcination des argiles, qui pèse plus lourd dans un sous-cas que dans l'autre, car la quantité de clinker évitée par chaque tonne d'argile calcinée dépend fortement de la recette de ciment substituée² ; et de petits écarts de besoin de combustible entre formules de ciment, qui jouent positivement ou négativement selon le cas. Les coûts d'abattement obtenus sont, en valeur absolue, peu sensibles aux hypothèses : par exemple, un doublement des coûts du combustible abaisse le coût d'abattement moyen de 15 à 10 €/tCO₂.

¹ Voir les hypothèses de composition des CEM I et II, en [annexe 2](#).

² Voir les hypothèses de composition en [annexe 2](#).

Dans tous les cas, les coûts d'abattement de cette voie restent très faibles en regard non seulement de la « valeur de l'action pour le climat » (250 €₂₀₁₈/tCO₂ dès 2030), mais aussi du prix des quotas du système d'échange européen, de l'ordre de presque 100 €/tCO₂ au début 2023, suite aux réformes du marché et à la dynamique du Pacte vert pour l'Union européenne. Ainsi, ramené à l'échelle des émissions évitées, l'investissement dans les argiles calcinées permet des réductions d'émissions à coût très faible – sous réserve bien sûr que l'investissement ne se révèle pas *a posteriori* très surdimensionné.

Une objection pourrait être adressée à ce calcul, à savoir que, en accélérant la diminution de l'usage du clinker, l'introduction des argiles calcinées pourrait accélérer la réduction du nombre de sites producteurs de clinker et augmenter les distances à faire parcourir par le matériau, engendrant ainsi des coûts. Cet effet pourrait être pris en compte dans le calcul du coût d'abattement, puisqu'il sera, *in fine*, payé par les usagers du ciment. Même avec des hypothèses pessimistes, le coût d'abattement estimé ci-dessus à 15 €/tCO₂ monterait tout au plus à 40 €/tCO₂, laissant la conclusion ci-dessus inchangée.

4. Les argiles calcinées ne sont aujourd'hui pas valorisées par le marché européen des quotas

Même si le calcul socioéconomique ne renseigne pas directement sur la rentabilité privée des investissements de décarbonation¹, le très bas niveau des coûts calculés ci-dessus suggère que cette rentabilité privée serait relativement proche d'être atteinte ; et même qu'elle serait d'ores et déjà atteinte, avec une valorisation du carbone à hauteur des prix actuels des quotas du marché européen² – au point qu'on pourrait se demander pourquoi la voie des argiles calcinées n'est pas déjà largement déployée, ou, inversement, si on a oublié certains coûts dans le calcul.

Il faut en fait souligner que la diminution du taux de clinker par incorporation d'argiles calcinées, comme d'ailleurs tous les leviers listés ci-dessus (voir la section 1 du chapitre 2 *supra*), avant la décarbonation technique du clinker, n'est aujourd'hui pas valorisée par le système européen d'échange de quotas carbone dès lors que la baisse de production de clinker d'un site cimentier dépasse 15 %. En effet, les quotas gratuits dont bénéficie le secteur du ciment au titre de l'exposition à la concurrence internationale³ sont proportionnels à la quantité de clinker produite par chaque site industriel, en deçà de ce

¹ Voir l'introduction *supra*.

² Ou Système communautaire d'échange de quotas d'émissions (SCEQE).

³ Ces quotas gratuits sont justifiés par le constat que l'application directe d'un prix du carbone augmenterait significativement le coût du clinker produit dans l'Union européenne et provoquerait donc, en l'absence de mécanisme d'ajustement aux frontières, des importations massives de clinker non soumis au prix du carbone.

niveau de production¹. Cela, en neutralisant l'impact du prix des quotas sur les prix du clinker, annule presque tout effet incitatif via les prix, pour l'ensemble des leviers allant de la demande en ciment jusqu'à la diminution du taux de clinker par les argiles calcinées. Seule la réduction – puis la suppression – des quotas gratuits, qui va de pair avec la mise en place d'un mécanisme d'ajustement carbone aux frontières (MACF), permettra au prix des quotas de se diffuser vers l'aval, et de « signaler » tout au long de la chaîne de valeur, jusqu'aux usagers du ciment, la nécessité de réduire les émissions correspondantes.

5. Quels outils pour déclencher pleinement les réductions d'émissions permises par les argiles calcinées ?

À défaut de valorisation par le système d'échanges de quotas européens, la réglementation environnementale du bâtiment RE 2020 fixe pour les bâtiments neufs un plafond d'émissions calculé en cycle de vie, y compris la construction du bâtiment, ce qui confère au carbone, dans les optimisations conduites par les maîtres d'œuvre, une valeur implicite mais potentiellement significative. Cette réglementation sera vraisemblablement, pour les usages du ciment qu'elle couvre, la première à soutenir la rentabilité des argiles calcinées – ainsi que des leviers de décarbonation agissant par réduction de l'usage du ciment. De fait, la récente normalisation de ciments incorporant des argiles calcinées² et les premiers projets de fours de calcination d'argiles sont concomitants à son entrée en vigueur.

Plus largement, la normalisation d'une large palette de formulations de ciments, mais aussi bien sûr de bétons, intégrant des argiles calcinées³ et l'appropriation de ces nouveaux produits par l'ensemble de la filière, depuis la conception des structures jusqu'à la mise en œuvre sur les chantiers, constituent un processus indispensable qui reste encore largement à réaliser. Il y a là certainement des « coûts d'apprentissage » (non pris en compte par les calculs ci-dessus), au sens le plus large, à consentir pour ouvrir l'accès aux

¹ Le benchmark appliqué, pour la période 2021-2025, est de 693 kgCO₂/t de clinker (voir le [Règlement d'exécution \(UE\) 2021/447](#) de la Commission du 12 mars 2021 déterminant les valeurs révisées des référentiels pour l'allocation de quotas d'émissions à titre gratuit pour la période 2021-2025). Il résulte du constat qu'en 2016-2017 les 10 % d'installations les plus efficaces se plaçaient à 722 kgCO₂/t de clinker, chiffre auquel une diminution est appliquée. Il a par ailleurs été constaté que, jusqu'à la phase 3 (2013-2020) du marché de quotas, les formules d'allocation de quotas gratuits pour le secteur cimentier, parce qu'elles comportaient de forts effets de seuil, ont pu engendrer des contre-incitations, des comportements stratégiques et des profits sans cause (voir Branger F. [2015], [Impact des politiques climatiques sur les industries énergie-intensives](#), thèse d'économie de l'environnement sous la dir. de P. Quirion). La présence de seuils a été fortement réduite en phase 4, sans qu'il soit possible à ce jour de dire si les effets correspondants ont été entièrement supprimés.

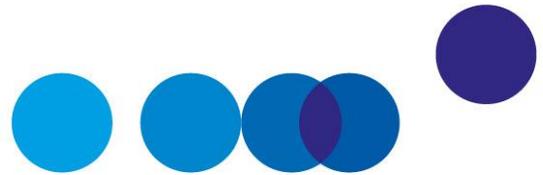
² En 2021, dans le cadre de la norme EN 197-5.

³ Voir par exemple « [LC3 in codes and standards](#) », *CemNet.com*, article du 11 juillet 2022.

réductions d'émissions massives que permettent les archives calcinées. Le très faible coût d'abattement calculé ici traduit l'importance que revêt l'accélération de ce processus.

Ainsi, le mix d'instruments de politique publique à concevoir ou à amplifier pour mobiliser rapidement et pleinement le gisement de réductions d'émissions à bas coûts qu'offrent les argiles calcinées semble devoir porter sur :

- l'apprentissage rapide, par l'ensemble de la filière aval, de l'incorporation d'argiles calcinées dans les ciments et bétons, et la levée des freins identifiés ;
- la vérification de l'adéquation entre les investissements dans la production d'argiles calcinées et le gisement vraisemblable d'incorporation d'argiles calcinées, et, le cas échéant, la correction des écarts, en veillant toutefois à ce que le mode de sécurisation de ces investissements ne vienne pas stimuler la demande totale en ciments et bétons, qui doit pouvoir suivre une trajectoire de diminution rapide ;
- l'extension de la prise de conscience et de la prise en compte réglementaire de l'empreinte climatique de l'usage du ciment, au-delà du secteur du bâtiment, à celui des voiries et réseaux – point dont le champ d'application dépasse celui des argiles calcinées.



CHAPITRE 4

LA CAPTURE ET LA SÉQUESTRATION DE CARBONE POUR PRODUIRE DU CLINKER BAS-CARBONE

Puisqu'il ne sera pas possible d'éliminer totalement l'utilisation de clinker, la capture et la séquestration du carbone (CSC¹) est un gisement de réduction d'émissions à considérer impérativement.

La CSC mobilise deux opérations successives : la capture du CO₂ sur l'installation et son stockage géologique.

1. La capture du CO₂ : de multiples voies technologiques

Plusieurs voies techniques peuvent être employées pour l'étape de capture : absorption par un solvant aux amines, boucle au calcium, capture par oxycombustion (qui consiste à introduire de l'oxygène pur plutôt que de l'air dans le four, de sorte que les fumées en sortie présentent une forte proportion de CO₂), capture par cryogénie, etc. Elles ont été examinées notamment par le projet européen CEMCAP², ou encore par le programme de R & D de l'AIE « IEAGHG³ ».

Ces diverses voies se distinguent par :

- leurs coûts ;
- leur capacité à être ajoutées en bout d'installations existantes, ou au contraire le besoin qu'elles imposent de reprendre l'ensemble de l'installation. Par exemple

¹ Ou CCS (*Carbon Capture and Storage*), en anglais.

² <https://www.sintef.no/projectweb/cemcap/>

³ International Energy Agency Greenhouse Gas R&D programme : <https://ieaghg.org/>

l'oxycombustion atteint de faibles coûts complets, mais se traduit par une modification d'ensemble de l'installation¹, tandis que d'autres voies comme la capture par boucle de calcium peuvent se prêter à un déploiement « *end of pipe* », c'est-à-dire en sortie d'installation ;

- leur consommation de chaleur et d'électricité – ou même leur production d'électricité, dans l'un des cas.

Le rapport de suivi de l'AIE relatif à la CSC² liste des réalisations en cours, qui couvrent largement le spectre des technologies.

Enfin, on peut signaler qu'une éventuelle électrification directe de l'apport de chaleur au four, quoique posant question en matière de rendement énergétique et de disponibilité d'électricité bas-carbone, aurait l'avantage d'assurer directement la concentration du CO₂ « de procédé ».

Pour les calculs des coûts de capture, nous considérons les différentes voies techniques traitées par l'étude CEMCAP, en retenant chaque fois l'option selon laquelle le CO₂ doit être liquéfié pour être transporté par navire, option légèrement plus coûteuse en investissements et en énergie. Pour calculer les coûts d'abattement, nous reprenons les coûts et les différences techniques entre voies (consommations d'énergie, etc.) déterminées par le CEMCAP, et retenons les hypothèses de coûts et de contenu carbone des énergies détaillées en annexe.

Il ressort que la capture, sans le stockage du CO₂ ni son transport vers le site de stockage, augmente les coûts du clinker dans une fourchette de 40 à 70 euros par tonne de clinker, et 60 à 120 euros par tonne de CO₂ évitée³. Ces coûts proviennent pour partie des coûts supplémentaires (CAPEX et OPEX) de l'installation industrielle, et pour partie des surcroûts d'émissions liés aux surconsommations d'énergie d'une installation avec captage ; la répartition entre les deux étant variable selon les voies techniques, depuis une répartition un quart-trois quarts jusqu'à une répartition trois quarts-un quart.

¹ La situation est donc analogue à celle de l'hydrogène obtenu par reformage de méthane, où l'adjonction de la CSC incite à basculer depuis le vaporeformage vers le reformage autothermique, lequel est analogue à l'oxycombustion. Voir Criqui P. (2022), *Les coûts d'abattement. Partie 4 – Hydrogène*, rapport de la commission sur les coûts d'abattement, France Stratégie, mai, 82 p.

² <https://www.iea.org/reports/carbon-capture-utilisation-and-storage-2>

³ Soit un coût de captage à peu près équivalent à ceux rencontrés dans d'autres secteurs, hormis la chimie de base (hydrogène, ammoniac, méthanol) où le coût de captage est plus faible – voir par exemple la comparaison avec l'acier dans IEAGHG (2018), *Cost of CO₂ Capture in the Industrial Sector: Cement and Iron and Steel Industries. IEAGHG Technical Review*, septembre, 65 p., et avec l'ensemble des secteurs dans Ademe (2020), « *Le captage et stockage géologique de CO₂ (CSC) en France. Le CSC, un potentiel limité pour la réduction des émissions industrielles* », avis technique, juillet, 43 p.

2. Le stockage du CO₂ : une possibilité limitée à certains territoires

La décarbonation par CSC n'est accessible que là où le CO₂ concentré pourra être expédié vers un site de stockage. Cela comprend les littoraux, et aussi les environs de certains bassins géologiques à l'intérieur des terres, tel le bassin aquitain, en fonction d'enjeux d'acceptabilité du stockage, ou ailleurs en fonction d'un éventuel transport du CO₂ par canalisation¹. Ainsi l'examen de la CSC comme voie de décarbonation des productions de clinker qui subsisteront pose directement la question de la localisation de l'industrie cimentière. Il s'agit d'une question majeure, face à laquelle toutes les entreprises cimentières ne sont pas dans des situations identiques, en fonction de la localisation historique de leurs sites de production de clinker.

Le Plan de transition sectoriel (PTS) élaboré par l'Ademe diagnostique dans son « scénario de référence » que 20 % seulement de la production de ciment actuelle est implantée dans des territoires qui, avec un niveau de certitude élevé, permettront la CSC – mais ce chiffre pourrait s'avérer plus élevé dans des scénarios plus favorables. Ainsi, même dans son scénario dit « *techno-push* »², le PTS de l'Ademe suppose que deux tiers, mais non la totalité, de la production de clinker restante en 2050 est connectée à une infrastructure de transport et stockage du CO₂ – si bien qu'un tiers de cette production voit ses émissions non abattues.

Au-delà de la scénarisation des volumes, le constat central ici est que la valorisation du carbone augmente les distances sur lesquelles il peut être pertinent de transporter du clinker ou du ciment.

Aujourd'hui, puisque le clinker et le ciment sont des matériaux peu coûteux au regard de leur poids, ces distances se limitent à quelques centaines de kilomètres, au-delà desquelles les produits transportés perdent de leur compétitivité en comparaison d'un clinker ou d'un ciment produit plus localement. Dans un avenir où la valeur du clinker décarboné par CSC serait pleinement prise en compte, un transport supplémentaire de ce clinker bas-carbone représentera des montants modestes compte tenu de son surcoût de production. Concrètement, il s'agirait de transporter le clinker depuis des sites de production en nombre limité, équipés de la CSC, vers des « stations de broyage » plus nombreuses et mieux réparties sur le territoire, où le clinker est mélangé aux autres ingrédients du ciment. La logistique du secteur est déjà organisée, dès aujourd'hui, selon un tel schéma (voir la Carte 1 ci-avant) : dans le cadre de la restructuration progressive

¹ Voir notamment Ademe (2020), « [Le captage et stockage géologique de CO₂ \(CSC\) en France...](#) », *op. cit.*

² Par opposition au scénario « sobriété *low-tech* », qui repose beaucoup plus fortement sur la baisse de la consommation de ciment. Il n'est pas exclu bien sûr que des éléments des deux scénarios puissent être combinés.

du secteur, les sites où il est mis fin à la production de clinker poursuivent en général leur vie en tant que stations de broyage.

Puisqu'on se place ici dans une perspective où les productions non évitées de clinker auraient vocation dans leur quasi-totalité à être décarbonées par CSC, on prend en compte dans le calcul un surcoût de transport (lié à l'allongement moyen des distances) de 10 euros par tonne de clinker en moyenne. En revanche, on ne prend pas en compte de coûts de création de nouveaux sites cimentiers : cela correspond à faire l'hypothèse que la diminution de production de clinker sera suffisamment forte pour que la production restante, qui devra être décarbonée par CSC pour l'essentiel de ses volumes, puisse être accueillie sur les sites compatibles avec la CSC.

Enfin, en cohérence avec le volet *Hydrogène* de la présente série de rapports¹, on retient un coût de 50 €/tCO₂ pour le transport et le stockage, correspondant à l'ordre de grandeur du coût pour une infrastructure de stockage en mer de grande échelle, utilisée à plein sur toute sa durée d'amortissement.

3. Les coûts d'abattement calculés

Pour les mêmes raisons que pour les argiles calcinées, on calcule le coût d'abattement selon la « formule 3 » (voir la section 3 du chapitre 3 *supra*, ainsi que l'[annexe 3](#)). Une fois l'ensemble des éléments ci-dessus pris en compte, le coût d'abattement par mise en œuvre de la CSC ressort dans une fourchette de 135 à 215 €/tCO₂². Ces chiffres se décomposent, selon les voies, en :

- 60 à 120 €/tCO₂ de surcoûts de l'installation (déjà mentionnés ci-dessus, dans la section 1 du présent chapitre) ;
- 60 à 80 €/tCO₂ d'incidence du coût de transport et de stockage du CO₂ – cette composante est supérieure à l'hypothèse de 50 euros par tonne de CO₂ stockée, car les surconsommations de l'installation impliquent que les émissions évitées sont un peu inférieures aux émissions stockées³ ;
- 15 à 20 €/tCO₂ d'incidence des coûts d'allongement des transports de clinker.

¹ Criqui P. (2022), *Les coûts d'abattement. Partie 4 – Hydrogène*, *op. cit.*

² Comme vu dans la section 3 du chapitre 3, se placer en « formule 1 » abaisserait ces valeurs de 35 %.

³ Alternativement, on pourrait supposer que tous les vecteurs énergétiques concernés sont décarbonés – mais cela va *a priori* de pair avec des coûts ou prix plus élevés de ces vecteurs, et l'incidence de l'ensemble sur le coût d'abattement dépendra du détail des hypothèses.

Différents tests de sensibilité peuvent être conduits :

- en multipliant par deux les hypothèses de coût de l'énergie¹, les coûts d'abattement augmentent, pour se fixer dans une fourchette de 160 à 300 euros par tonne de CO₂. Cela rappelle que la capture du CO₂ du secteur du ciment suppose des surconsommations énergétiques non négligeables² ;
- par défaut, on a supposé que le contenu carbone de l'électricité consommée est de 400 g/kWh, soit une électricité produite au gaz fossile. Il s'agit d'une hypothèse prudente, qui peut refléter, dans un contexte de rareté énergétique et de décarbonation encore insuffisante du mix électrique européen, la volonté de prendre en compte, pour l'évaluation socioéconomique, les caractéristiques « marginales » plutôt que « moyennes » du mix électrique. Dans une trajectoire de décarbonation, d'une part cette valeur marginale décroîtra³, d'autre part il pourra être légitime de comptabiliser non un contenu carbone marginal instantané, mais celui de moyens de productions « placés en face » des consommations nouvelles. En tout état de cause, un test de sensibilité conduit sous une hypothèse de 10 g/kWh abaisse et élargit légèrement la fourchette des coûts d'abattement, qui s'établit alors de 115 à 220 €/tCO₂.
- enfin, bien entendu, les coûts d'abattement dépendent directement des coûts atteints par l'infrastructure de transport et de stockage du CO₂.

Ainsi la décarbonation du clinker par CSC implique l'engagement de coûts non négligeables, mais elle « passe la barre » de la valeur de l'action pour le climat (250 €/tCO₂ en 2030) et ressort donc comme un levier qui devra être mis en œuvre.

Enfin, même si le coût d'abattement socioéconomique ne renseigne pas directement sur la rentabilité privée des investissements, le fait qu'il s'établit plus haut que le prix actuel des quotas carbone indique⁴ que cette rentabilité n'est *a priori* pas atteinte sans dispositifs de soutien additionnels.

¹ Ce qui les amène dans la fourchette des prix de marché de court terme observés en France début 2023. Que ces prix se révèlent effectifs pour toute la durée d'amortissement d'une installation industrielle constituerait un scénario très dégradé.

² Par ailleurs, puisque le surcroît de consommation de la capture passe par des vecteurs (électricité, vapeur, etc.) très différents en fonction de la voie de capture retenue, faire varier l'étagement des prix des différents vecteurs a une incidence sur le classement économique des différentes voies – comme démontré dans le cadre du programme CEMCAP.

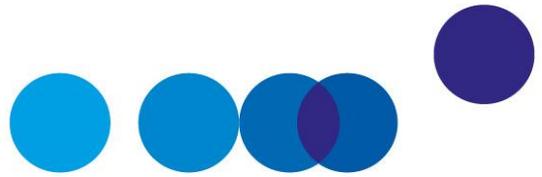
³ Reflétant l'apparition de périodes de plus en plus larges où les productions électriques décarbonées suffiront à couvrir les besoins.

⁴ Car tous les écarts entre rentabilité socioéconomique et rentabilité privée font de cette dernière la plus difficile à atteindre : taux d'actualisation et aversion au risque plus élevés, éventuels éléments de fiscalité, etc.

4. Le clinker bas-carbone et les outils de politiques publiques

La décarbonation du clinker par CSC renvoie plus largement au déploiement d'une politique et d'infrastructures de stockage de carbone, dont l'enjeu dépasse le seul secteur du ciment, et qu'on ne développe pas ici.

Contrairement à ce qui est le cas pour la quasi-totalité des autres leviers de décarbonation du ciment et du béton, les réductions d'émissions permises par la production de clinker avec la CSC seront naturellement valorisées par le système européen de quotas. D'éventuels dispositifs publics dirigés vers le clinker décarboné par CSC semblent donc pouvoir, au besoin, se concentrer sur le soutien ou la garantie des prix du carbone « perçus » par les industriels concernés.



ANNEXES



ANNEXE 1

MEMBRES DE LA COMMISSION

Président

Patrick Criqui, directeur de recherche émérite CNRS, UMR GAEL, université Grenoble Alpes

Secrétariat

Nicolas Riedinger, coordinateur, France Stratégie¹

Maxime Gérardin, France Stratégie

Olivier de Guibert, Commissariat général au développement durable

Boris Le Hir, Commissariat général au développement durable

Aude Pommeret, France Stratégie

Alice Robinet, France Stratégie

Membres

Émilie Alberola, directrice Innovation et Recherche, Eco'Act

Yasmine Arsalane, Agence internationale de l'énergie

Emmanuel Combet, Ademe

Dominique Bureau, délégué général, Conseil économique pour le développement durable (CEDD)

Antoine Dechezleprêtre, OCDE

Jean-Guy Devezeaux de Lavergne, Institut l-tesé, CEA (Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives)

¹ Bérengère Mesqui fut coordinatrice à France Stratégie jusqu'en mars 2022.

Matthieu Glachant, professeur d'économie, Mines Paristech

Joseph Hajjar, Direction générale de l'Énergie et du Climat

Jan Horst Keppler, professeur d'économie, université Paris-Dauphine

David Marchal, Ademe

Yves Marignac, association négaWatt

Andrew Prag, Agence internationale de l'énergie (AIE)

Yannick Pérez, CentraleSupélec

Cédric Philibert, université Paris-Dauphine

Philippe Quirion, CNRS-Cired



ANNEXE 2

HYPOTHÈSES DE CALCUL

Les prix sont exprimés en €₂₀₁₈.

Taux d'actualisation	4,5 %
Durées d'amortissement	20 ans
Consommation d'énergie d'un four	1 MWh/t de clinker
Émissions de procédé	525 kgCO ₂ /t de clinker
Coût du combustible solide	20 €/MWh
Contenu carbone du combustible solide	330 kg/MWh

Hypothèses propres à la substitution de clinker par les argiles calcinées

Fours de calcination d'argiles

	Four neuf	Four par reconversion
Investissement	20 M€	10 M€
Capacité effective	80 kt/an	70 kt/an
Consommation d'énergie	0,75 MWh/t	0,86 MWh/t

Recettes de ciment

	CEM I	CEM II	LC3
Clinker	95 %	75 %	50 %
Gypse, laitier, calcaire, cendres	5 %	25 %	20 %
Argiles calcinées			30 %

Surcoût de transport du clinker : 8 €/t de clinker.

Hypothèses propres à la production de clinker décarboné par CSC

D'après le rapport technico-économique du CEMCAP sur la capture de CO₂ dans les cimenteries : CEMCAP (2018), *CEMCAP Comparative Techno-Economic Analysis of CO₂ Capture in Cement Plants*, novembre, 92 p.

Les coûts en €₂₀₁₄ sont augmentés de 3 %, pour obtenir des €₂₀₁₈.

Énergie		
	Vapeur	Électricité
Coût	30 €/MWh	60 €/MWh
Contenu carbone	220 kg/MWh	400 kg/MWh

Pourcentage de capture : 95 %.

Coût de transport et stockage du CO₂ : 50 €/t.



ANNEXE 3

FORMULES DE COÛT D'ABATTEMENT

Pour une même action de décarbonation, le coût d'abattement peut être calculé selon plusieurs formules, conduisant à des valeurs numériques, en €/tCO₂, différentes. Il convient de sélectionner la formule au mieux, en fonction de l'action analysée et du sens qu'on souhaite donner au calcul.

Coût d'abattement et valeur actualisée nette

Par nature, le calcul des coûts d'abattement établit un « classement » des actions de décarbonation¹, dont on souhaite qu'il corresponde à leur ordre de déclenchement dans une trajectoire économiquement optimisée – c'est-à-dire, la trajectoire d'investissement qui, étant donné une trajectoire de valeur collective du carbone, maximise la valeur actualisée nette (VAN) publique². Autrement dit, la question est de savoir, dans un cadre d'optimisation de la VAN publique, à partir de quelle date déclencher l'investissement ; et le coût d'abattement de cet investissement se définit comme la valeur de la trajectoire carbone à cette date.

Ici, deux principaux sous-cas se présentent.

- **Le cas des investissements « à date imposée »**

À un extrême, certains investissements de décarbonation sont en concurrence avec une autre option d'investissement, plus carbonée. C'est notamment le cas quand un investissement vient remplacer un actif en fin de vie qui, même en l'absence de décarbonation, aurait dû faire l'objet d'un ré-investissement : une chaudière ou un véhicule, pour lesquels la question se pose de choisir, pour le prochain cycle, entre plusieurs technologies plus ou moins carbonées. C'est le cas aussi quand un

¹ Puisqu'il les place toutes sur une même échelle, en €/tCO₂.

² Voir Criqui P. (2021), *Les coûts d'abattement. Partie 1 – Méthodologie*, rapport de la commission sur les coûts d'abattement, France Stratégie, juin.

investissement nouveau est nécessaire, par exemple pour servir un besoin croissant en électricité ou en toute autre commodité – ce qui compte ici est que l'investissement ne peut pas être retardé : il faut investir, fût-ce dans une solution carbonée.

Dans ces cas, le surcroît de VAN apporté par l'action de décarbonation s'écrit comme la différence entre option considérée et option de référence plus carbonée.

Plus en détail, la formule exacte du coût d'abattement dépendra de la valeur relative donnée à des réductions d'émissions intervenant à différents moments. Parmi les choix possibles, la « règle de Hotelling » fournit un point de référence : partant du principe que chaque tonne de CO₂ évitée a la même importance quelle que soit son année d'émission, elle veut que la valeur collective du carbone (ou « trajectoire carbone », ou « valeur de l'action pour le climat ») augmente au cours du temps en suivant le taux d'actualisation public – ainsi, vue depuis une date fixée, la croissance de cette trajectoire compense l'actualisation appliquée aux valorisations, et *in fine* toute réduction d'émissions revêt la même valeur.

Si la règle de Hotelling est vérifiée, et avec quelques hypothèses simplificatrices¹, la VAN supplémentaire apportée par l'investissement prend la forme :

$$VAN = \sum_0^N \frac{\Delta E_t}{(1+r)^t} VSC_0 (1+r)^t - \sum_0^N \frac{\Delta C_t}{(1+r)^t}$$

L'optimisation consiste alors à faire l'investissement si et seulement si cette VAN est positive, et le coût d'abattement se définit comme la valeur de VSC_0 qui annule cette VAN, d'où il vient la « formule 1 » du rapport *Méthodologie* déjà cité :

$$CA_1 = \frac{\sum_0^N \frac{\Delta C_t}{(1+r)^t}}{\sum_0^N \Delta E_t}$$

Des trajectoires de valeur du carbone ne suivant pas la règle de Hotelling conduisent à des formules de coût d'abattement légèrement différentes – ainsi la forme particulière de la valeur de l'action pour le climat (VAC) retenue en France², qui ne se conforme pas exactement à la règle de Hotelling, conduit à la « formule 2 » du rapport *Méthodologie*.

¹ Taux d'actualisation public constant (cette hypothèse peut toutefois être relâchée en écrivant les termes $(1+r)^t$ sous une forme plus générale) ; durée de vie identique pour toutes les options (N années) ; et options d'investissement caractérisées par les coûts annuels C_t d'investissement puis d'opération induits ou évités, et les économies annuelles d'émissions E_t en résultant.

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.

- **Le cas des investissements « à date flexible »**

À l'extrême inverse, certains investissements sont purement supplémentaires, induits par l'objectif de décarbonation, et sans lien avec les cycles d'investissement précédents¹ : isolation d'un bâtiment sur lequel il n'aurait pas été nécessaire d'intervenir avant longtemps, équipement industriel supplémentaire... Dans ces cas, la VAN de l'investissement prend sa forme la plus simple² :

$$VAN = VSC_0 \sum_0^N E_t - \sum_0^N \frac{C_t}{(1+r)^t}$$

L'optimisation de cette VAN s'obtient non en l'annulant (ce qui répondrait à la question « Vaut-il mieux faire cet investissement maintenant ou jamais ? »), mais en recherchant la date d'investissement qui produit la VAN la plus élevée. En pratique, on calcule la différence entre la VAN, et elle-même avec une date de mise en service décalée d'un an³ – cette différence s'annule quand la VAN atteint son maximum. Cette démarche est exactement analogue à celle qui, en théorie de l'investissement (public comme privé), fait calculer non seulement le taux de rentabilité interne d'un projet, mais aussi son taux de rentabilité immédiat.

Cependant, cette démarche de calcul ne peut pas s'appliquer directement à la formule de VAN donnée ci-dessus, car les deux termes en VSC_0 pourraient s'annuler, empêchant toute conclusion pour le coût d'abattement⁴. Il convient donc d'abord de rétablir la VAN dans sa formule la plus générale, considérant l'investissement technique non seulement sur sa seule durée de vie normative, mais le prolongeant à l'infini, en y agrégeant les éventuels ré-investissements, représentés dans les coûts annuels C ⁵ :

$$VAN = VSC_0 \sum_0^{\infty} E_t - \sum_0^{\infty} \frac{C_t}{(1+r)^t}$$

¹ Pour autant, ces investissements ne sont pas nécessairement sans lien avec des actifs « fossiles » – par exemple, une action de décarbonation qui crée des actifs échoués relève le plus souvent de la présente catégorie, en ce qu'elle arrive « par-dessus » et ne parvient pas à s'inscrire dans un cycle d'actif préexistant.

² Pour simplifier les expressions, on s'est placé ici dans le cas d'une valeur du carbone suivant la règle de Hotelling – mais le développement qui suit est en fait valable quelle que soit l'allure de la trajectoire de valeur du carbone. Par convention, les réductions d'émissions nettes E permises par l'investissement sont ici notées positivement.

³ En d'autres termes, on calcule la dérivée de la VAN par rapport à sa date de mise en service.

⁴ Ce dernier étant défini comme la valeur de VSC_0 qui annule la (différence de) VAN.

⁵ Bien entendu les coûts réels deviennent incertains aux horizons lointains. Pour les besoins du calcul, on pourra reproduire à l'infini la chronique de coûts des N années de vie normative du projet, l'essentiel étant que le projet ne s'arrête pas abruptement en fin de cette durée de vie – alternativement, l'introduction d'une valeur résiduelle sert le même objectif.

La différence de VAN entre l'investissement réalisée une année (année 0) et le même investissement réalisé l'année suivante (année 1) prendra une forme synthétique dès lors qu'on suppose que les coûts annuels ne dépendent que de la durée écoulée depuis le démarrage de l'investissement¹, et que, une fois l'investissement monté en charge, les réductions d'émissions annuelles ne dépendent pas de l'année de mise en service². En effet, il vient alors³ :

$$\Delta VAN = VSC_0 \sum_0^{\infty} E_t - VSC_0 \sum_1^{\infty} E_t - \sum_0^{\infty} \frac{C_t}{(1+r)^t} + \sum_1^{\infty} \frac{C_{t-1}}{(1+r)^t}$$

C'est-à-dire, en notant E_{Ann} les économies d'émissions annuelles permises par l'investissement dans la période succédant à sa montée en charge :

$$\Delta VAN = VSC_0 \cdot E_{Ann} - \sum_0^{\infty} \frac{C_t}{(1+r)^t} + \sum_0^{\infty} \frac{C_t}{(1+r)^{t+1}}$$

$$\Delta VAN = VSC_0 \cdot E_{Ann} - \frac{r}{1+r} \sum_0^{\infty} \frac{C_t}{(1+r)^t}$$

Cette expression peut être simplifiée en introduisant la constante C_{Ann} , le coût annualisé du projet, qui se définit comme tel que :

$$\sum_0^{\infty} \frac{C_{Ann}}{(1+r)^t} = \sum_0^{\infty} \frac{C_t}{(1+r)^t}$$

D'où il vient que :

$$C_{Ann} = \frac{\sum_0^{\infty} \frac{C_t}{(1+r)^t}}{\sum_0^{\infty} \frac{1}{(1+r)^t}} = \frac{\sum_0^{\infty} \frac{C_t}{(1+r)^t}}{\frac{1+r}{(1+r)-1}} = \frac{r}{1+r} \sum_0^{\infty} \frac{C_t}{(1+r)^t}$$

¹ C'est-à-dire que les coûts encourus en 2030 si on a investi en 2024 sont les mêmes que ceux encourus en 2031 si on a investi en 2025.

² C'est-à-dire que les émissions évitées durant l'année 2030 sont les mêmes, que l'investissement ait été fait en 2024 ou 2025. Pour plus de généralité, on pourrait supposer que les coûts annuels sont la somme d'une chronique ne dépendant que de la durée depuis le démarrage de l'investissement, et d'une chronique qui, comme les réductions d'émissions, ne dépend que de l'année en cours. Cette seconde composante « traverse » alors les calculs ci-dessous de la même manière que la chronique d'émissions évitées, et contribue ainsi au résultat (voir ci-après) sous la forme de sa valeur après montée en charge.

³ N.B. Tous les termes issus des deux projets sont bien actualisés à l'année 0, pour les rendre comparables.

Ainsi :

$$\Delta VAN = VSC_0 \cdot E_{Ann} - C_{Ann}$$

On en déduit le coût d'abattement en annulant ΔVAN :

$$CA_{Invest\ suppl} = \frac{C_{Ann}}{E_{Ann}}$$

Ceci correspond à la « formule 3 » du rapport *Méthodologie* précédemment cité.

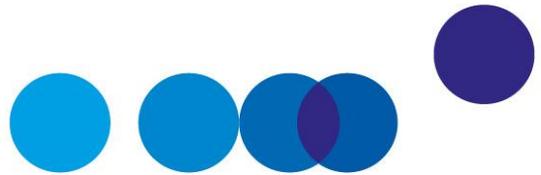
Ainsi la théorie rejoint, dans le cas des investissements de décarbonation « supplémentaires », non contraints dans leur temporalité par des cycles industriels préexistants, la pratique qui consiste à calculer un coût d'abattement en divisant simplement les coûts annualisés d'un projet par les économies nettes annuelles d'émissions qu'il engendre¹.

Synthèse

Puisque les deux actions de décarbonation du ciment qui donnent lieu à calcul dans le présent rapport sont essentiellement « à date flexible », les calculs correspondants sont présentés en « formule 3 ». C'était le cas aussi du calcul conduit dans le rapport *Électricité*, et de deux des trois calculs conduits dans le rapport *Hydrogène*.

La « formule 1 » peut être interprétée comme « autorisant » à faire plus tôt certains investissements, quand l'occasion de les faire ne se représentera pas prochainement. L'un des calculs du rapport *Hydrogène*, où des options décarbonées étaient en concurrence avec l'investissement dans des infrastructures de production d'hydrogène « gris », relevait de ce cas. Enfin, la « formule 2 » fournit une variante de la « formule 1 », adaptée à la forme particulière de la VAC retenue en France. C'est pourquoi ses résultats sont dépendants de la date de mise en service, et moins généraux que ceux de la « formule 1 ».

¹ Il se trouve en outre que diviser les coûts actualisés par les émissions actualisées donne le même résultat – mais puisqu'il n'y a pas de sens à actualiser des émissions (pour les raisons qui conduisent à vouloir les valoriser selon une trajectoire proche de la règle de Hotelling), on recourra de préférence à la formulation qui s'appuie sur les coûts annualisés et les économies d'émissions annuelles.



Directeur de la publication

Gilles de Margerie, commissaire général

Directeur de la rédaction

Cédric Audenis, commissaire général adjoint

Secrétaires de rédaction

Gladys Caré, Valérie Senné

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 :



www.strategie.gouv.fr



[@strategie_Gouv](https://twitter.com/strategie_Gouv)



[france-strategie](https://www.linkedin.com/company/france-strategie)



[francestrategie](https://www.facebook.com/francestrategie)



[@FranceStrategie_](https://www.instagram.com/FranceStrategie_)



[StrategieGouv](https://www.youtube.com/StrategieGouv)

Les opinions exprimées dans ce rapport engagent leurs auteurs et n'ont pas vocation à refléter la position du gouvernement



**RÉPUBLIQUE
FRANÇAISE**

*Liberté
Égalité
Fraternité*



FRANCE STRATÉGIE
ÉVALUER. ANTICIPER. DÉBATTRE. PROPOSER.

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.