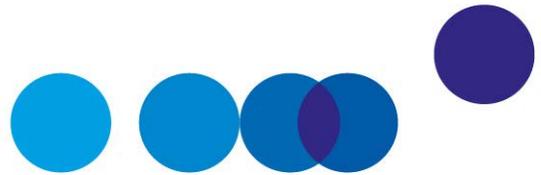


La valeur de l'action pour le climat

COMPLÉMENTS

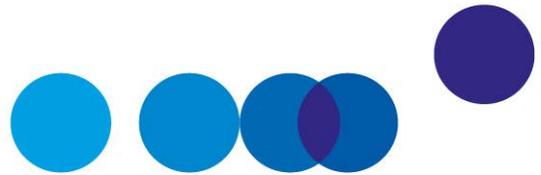
Rapport de la commission présidée par
Alain Quinet



LA VALEUR DE L'ACTION
POUR LE CLIMAT
COMPLÉMENTS

Compléments au rapport de la commission présidée par
Alain Quinet

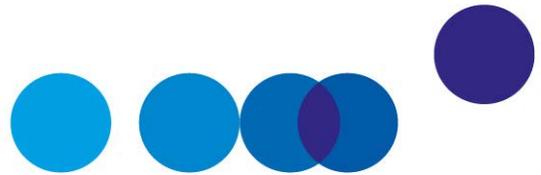




SOMMAIRE

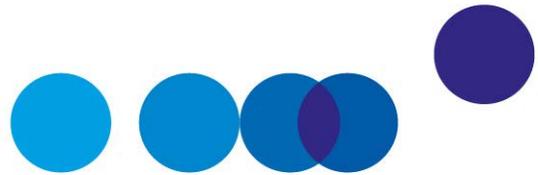
Première partie – Modélisation théorique	5
Complément 1 – Un modèle avec capital d’abattement pour l’évaluation du carbone	7
<i>Boris Le Hir, Aude Pommeret et Mathilde Salin</i>	
Complément 2 – Pente de la valeur tutélaire du carbone et règle de Hotelling ...	43
<i>Dominique Bureau</i>	
Complément 3 – On the efficient growth rate of carbon price under a carbon budget	47
<i>Christian Gollier</i>	
Complément 4 – Usage de la VTC et décentralisation des décisions	75
<i>Émile Quinet</i>	
Complément 5 – Rappels sur le taux d’actualisation	83
<i>Christian Gollier et Alain Quinet</i>	
Complément 6 – Les avancées récentes de la recherche en économie du climat	91
<i>Aude Pommeret</i>	
Deuxième partie – Modélisation empirique	101
Complément 7 – Le modèle TIMES-FR	103
<i>Ariane Millot et Nadia Maïzi</i>	
Complément 8 – Le modèle POLES	113
<i>Sylvain Cail et Quentin Bchini</i>	

Complément 9 – Le modèle imaclim-R France	119
<i>Meriem Hamdi-Cherif, Franck Lecocq et Julien Lefèvre</i>	
Complément 10 – Le modèle NEMESIS	125
<i>Baptiste Boitier, Arnaud Fougeyrollas, Gilles Koléda, Pierre Le Mouél et Paul Zagamé</i>	
Complément 11 – Le modèle THREE-ME.....	133
<i>Gaël Callonnec, Raphaël Cancé et Aurélien Saussay</i>	
Complément 12 – Valeur tutélaire du carbone et environnement international de décarbonation.....	143
<i>Patrick Criqui</i>	
Complément 13 – Résumé du rapport <i>Perspectives sur les technologies Énergétiques 2017</i> de l'Agence internationale de l'énergie .	163
<i>Executive summary traduit par Mathilde Salin</i>	
Complément 14 – Coûts d'abattement du CO₂ et valeur tutélaire du carbone ...	173
<i>Contribution du Commissariat général au développement durable</i>	
Troisième partie – Réflexions sectorielles et prospective technologique.	181
Complément 15 – Valeur tutélaire du carbone : quelques considérations technico-économiques.....	183
<i>François Dassa et Jean-Michel Trochet</i>	
Complément 16 – Systèmes énergétiques et zéro émissions nettes : une synthèse de « Net-zero emissions energy systems »	193
<i>Julien Bueb</i>	
Complément 17 – Le rôle des émissions agricoles de gaz à effet de serre dans l'atteinte de l'objectif français de neutralité carbone ...	199
<i>Stéphane De Cara, Laure Bamière et Pierre-Alain Jayet</i>	



PREMIÈRE PARTIE

MODÉLISATION THÉORIQUE



COMPLÉMENT 1

UN MODÈLE AVEC CAPITAL D'ABATTEMENT POUR L'ÉVALUATION DU CARBONE

Boris Le Hir¹, Aude Pommeret² et Mathilde Salin³

Cette note a pour objectif de donner quelques points de repère théoriques pour explorer la valeur carbone et les conséquences de différentes approches sur le niveau initial et le profil temporel optimaux de cette valeur.

Dans les exercices précédents (Quinet, 2008), la référence théorique utilisée est un modèle stylisé d'extraction et d'utilisation des énergies fossiles pour déterminer la valeur du carbone dans le cas où la société impose une contrainte de concentration de carbone dans l'atmosphère (comme Chakravorty, Magné et Moreaux, 2006, ou Chakravorty, Moreaux et Tidball, 2008)⁴. Cela revient à une démarche en termes de budget carbone, qui correspond au problème classique de gestion optimale d'une ressource épuisable, les réserves initialement à disposition correspondant ici au budget carbone⁵. On doit la résolution du problème d'utilisation optimale d'une ressource épuisable à Hotelling (1931) qui met en évidence l'existence d'un arbitrage inter-temporel : le décideur doit être indifférent, au sens où l'utilité sociale est la même, entre retirer une unité supplémentaire du stock de ressources (c'est-à-dire émettre une unité supplémentaire de CO₂) aujourd'hui ou le faire demain. Pour qu'il en soit ainsi, il faut que le prix associé à ce bien croisse dans le temps au rythme du taux d'actualisation. Le prix de la ressource

¹ Département Économie, France Stratégie.

² Département Développement durable et numérique, France Stratégie.

³ Département Économie, France Stratégie.

⁴ Schubert (2008) propose aussi un modèle théorique dans lequel les dommages dus à l'accumulation de carbone sont directement pris en compte, ce qui correspond à une approche coûts/bénéfices.

⁵ Nous négligeons ici l'absorption naturelle du CO₂, ce qui est une bonne approximation dès lors que le taux d'absorption naturelle est très faible au regard du taux d'actualisation.

incorpore ainsi une rente de rareté, reflétant le caractère épuisable de la ressource et excède donc le coût marginal d'extraction même en l'absence de concurrence monopolistique.

Une fois ce budget carbone épuisé, les émissions nettes doivent rester nulles afin que le budget continue à être respecté. Dans un contexte de mise en œuvre pratique du respect d'un budget carbone très restreint conduisant nécessairement à ne plus émettre à court ou moyen terme, **l'efficacité politique peut conduire à communiquer sur les ambitions de flux à des dates données, comme l'atteinte de la neutralité carbone en 2050. Ces objectifs reposent cependant sur une transcription d'un budget carbone qui lui-même s'appuie sur une évaluation des dommages probables qui peuvent être générés.**

Par ailleurs, les évaluations de valeurs carbone ont très largement recours à des modèles empiriques de grande ampleur. Trois grandes catégories de modèles sont utilisées pour les évaluations de valeurs carbone : les modèles d'évaluation intégrée (IAM) qui s'inscrivent en général dans une approche coût-bénéfice, les modèles technico-économiques et les modèles macroéconomiques (la commission Quinet utilisant ces deux derniers). **Les simulations de ces modèles empiriques, quelle que soit leur nature (modèles technico-économique ou macroéconomique), révèlent i) l'importance des investissements dans la mise en œuvre de la transition vers une économie bas carbone et ii) l'existence de coûts marginaux d'abattement fortement croissants au fur et à mesure que l'on s'approche de la neutralité carbone.** Si l'abattement est principalement réalisé grâce à de nouveaux investissements, atteindre des émissions nulles à un horizon donné ou respecter un budget carbone peut se réduire à l'installation d'une capacité d'abattement⁶ suffisante. Le problème devient alors celui de l'accumulation optimale d'un capital d'abattement coûteux. D'une part, nous intégrons des coûts d'ajustement qui incitent à étaler l'effort d'abattement dans le temps : il est coûteux de réaliser l'investissement en une seule fois et cela incite l'investisseur à ne pas réaliser les efforts d'abattement juste avant la date à laquelle les émissions doivent devenir nulles. C'est une façon simple d'intégrer les considérations récentes sur les coûts marginaux d'abattement (Vogt Schilb *et al.*, 2018), selon lesquelles exercer tôt des options de réduction d'émissions peut être justifié par le fait que les investissements ne peuvent pas être déployés immédiatement et doivent par conséquent être anticipés. Nous prenons aussi en compte l'observation selon laquelle plus l'économie est avancée dans l'abattement, plus les nouveaux investissements à réaliser pour réduire les émissions sont coûteux, ce qui au contraire incite à retarder au maximum la réalisation des investissements. Enfin, nous distinguons deux types de technologie d'abattement. La première s'apparente à une technologie de dépollution : les

⁶ On considère que la « capacité d'abattement » recouvre tous les investissements permettant de réduire les émissions de GES, telles par exemple l'installation d'une pompe à chaleur, ou l'isolation thermique d'un logement.

émissions résultent du PIB (croissant dans le temps) auquel est attaché un coefficient d'émission constant et l'investissement en capital d'abattement permet de réduire ces émissions. Pour la seconde, l'investissement en abattement permet de réaliser du découplage, c'est-à-dire de réduire le coefficient d'émission ou encore l'intensité énergétique de la production. Nous résolvons successivement deux modèles qui se distinguent par la technologie d'abattement retenue, en considérant que dans la réalité comme dans les modèles de simulation de ce rapport, la technologie d'abattement est mixte, dans le sens où elle comprend à la fois de la dépollution et de la réduction d'intensité énergétique. Les résultats obtenus par les deux modèles fournissent ainsi des corridors à l'intérieur desquels doivent se trouver les trajectoires optimales dans le cas d'une technologie mixte. La résolution du modèle dynamique permet d'obtenir des trajectoires optimales pour la valeur du carbone, la valeur marginale de la capacité d'abattement, l'investissement et les émissions.

Dans la suite de ce complément, nous présentons les hypothèses du modèle dans la première section, suivies des résolutions sous les hypothèses alternatives de technologie de dépollution ou de découplage dans la section 2. Le modèle est ensuite calibré dans la troisième section afin de proposer des trajectoires optimales pour les émissions, l'investissement, la valeur carbone et la valeur du capital d'abattement. La section 4 conclut et propose des pistes d'extension.

1. Un modèle d'investissement optimal en capital d'abattement

On considère tout d'abord que le flux d'émissions de gaz à effet de serre (GES) mesuré en tonnes de CO₂ équivalent (tCO₂e) en t est une fonction du PIB en t , Y_t , et de la capacité d'abattement installée, A_t , qui correspond aux investissements faits par les agents économiques (ménages, entreprises ou acteurs institutionnels) dans le but de réduire leurs émissions (par exemple, l'achat d'un véhicule électrique ou d'une pompe à chaleur, l'adoption d'une énergie décarbonée ou l'isolation de bâtiments) :

$$E_t = f(Y_t, A_t), \quad (1)$$

La fonction d'émissions f peut prendre au moins deux formes différentes, selon le type de capacité d'abattement considéré (la réalité étant probablement entre les deux) :

- Tout d'abord, **on peut considérer A_t comme une technologie affectant l'intensité polluante E/Y** , qui va donc permettre de décorrélérer les émissions de GES du PIB au fur et à mesure de son déploiement. Si les capacités d'abattement étaient uniquement de ce type, la croissance du PIB ne requerrait pas d'augmenter les capacités d'abattement de même type que celles déjà installées pour compenser les nouvelles émissions de GES induites par la croissance de la production. Prenons pour exemple les investissements nécessaires à un changement dans les méthodes

de travail : si le télétravail était adopté massivement, les coûts de cette adaptation seraient supportés une seule fois (investissements dans des nouvelles organisations de production, dans des grandes infrastructures, dans des nouvelles formes d'urbanisation par exemple) et ne devraient pas (ou peu) être augmentés avec la croissance du PIB. Une technologie de ce type participerait ainsi au découplage de la production et des émissions de GES. Afin de décrire le fonctionnement d'une telle technologie, on peut écrire la fonction d'émissions de la manière suivante :

$$E_t = Y_t(\bar{A} - A_t), \quad (2)$$

Les émissions sont ici une fonction du PIB et d'un coefficient de couplage des émissions à la production, $(\bar{A} - A_t)$, qui se réduit à mesure que le stock de capital d'abattement installé en t *par unité de PIB*, A_t , se rapproche de la cible \bar{A} , elle aussi en tCO₂e par unité de PIB. Ainsi, plus on a investi dans le capital d'abattement, plus les émissions de GES, pour un niveau de PIB donné, sont faibles. L'investissement permet ainsi de découpler le niveau d'émission du PIB.

Néanmoins, il est peu réaliste d'envisager que toutes les technologies d'abattement sont de ce type. En effet, si l'on veut atteindre des émissions nulles, on peut penser que l'augmentation de la production nécessitera d'augmenter en parallèle les capacités d'abattement. Il existe donc aussi des moyens de réduction des émissions de type « technologie de dépollution », ce qui implique de considérer une deuxième forme fonctionnelle pour la fonction d'émissions.

- Il est très probable que la croissance de la production mène les agents à devoir continûment accroître leurs investissements dans les technologies d'abattement : dans ce cas, l'abattement s'apparente davantage à de la dépollution. Par exemple, si tous les véhicules thermiques étaient remplacés par des véhicules électriques ou à hydrogène à l'année t et que la production augmentait entre l'année t et l'année t+1, il serait probablement nécessaire d'investir à nouveau dans des véhicules électriques ou à hydrogène afin de maintenir le découplage entre PIB et émissions réalisé par l'investissement en t. En effet, l'augmentation de la production nécessiterait certainement des moyens de transport des marchandises plus nombreux : il faudrait donc investir à nouveau dans les véhicules bas carbone afin d'éviter le retour de véhicules thermiques qui augmenteraient de nouveau le coefficient de couplage entre émissions et PIB. Si toutes les technologies sont de ce type, le flux d'émission de GES mesuré en tonnes de CO₂ équivalent (tCO₂e) en t est alors égal à :

$$E_t = Y_t\bar{A} - A_t, \quad (3)$$

Dans cette spécification de la fonction d'émissions, une augmentation du PIB entraîne l'augmentation de la cible de réduction des émissions à atteindre, car \bar{A} correspond au

coefficient de pollution. Remarquons par ailleurs que A_t représente toujours la capacité d'abattement mais *n'est plus exprimée par unité de PIB*⁷.

Enfin, on notera que dans notre modèle la croissance n'est pas endogène. Le PIB peut donc être réécrit :

$$Y_t = Y_0 e^{gt},$$

où le taux de croissance, g , est exogène. Cependant, il est probable que l'investissement dans les capacités d'abattement mène les agents économiques à réduire leurs investissements dans d'autres types de capitaux ce qui aurait éventuellement un effet négatif sur la croissance économique, mais n'est pas pris en compte dans le présent modèle⁸.

Afin de réduire les émissions de GES, il est ensuite nécessaire d'investir dans des capacités d'abattement. Le stock A_t s'accumule selon la dynamique suivante :

$$\dot{A}_t = a_t - \delta A_t, \quad (4)$$

où a_t est l'investissement en abattement en t et δ est le taux de dépréciation du capital d'abattement. Le coût de cet abattement brut des émissions est défini par :

$$c(a, A) = \frac{\alpha}{2} a_t^2 + \beta A_t, \quad (5)$$

avec $\beta, \alpha > 0$.

La **convexité par rapport à a_t** permet de prendre en compte les coûts d'ajustement qui incitent à étaler l'effort d'abattement dans le temps. C'est une façon simple d'intégrer les considérations récentes sur les coûts marginaux d'abattement (Vogt Schilb *et al.*, 2018), selon lesquelles exercer tôt des options de réduction d'émissions peut être justifié par le fait que les investissements ne peuvent pas être déployés immédiatement⁹.

La **présence du stock A_t** dans la fonction de coût (5) permet de rendre les efforts de plus en plus coûteux au fur et à mesure que l'on se rapproche de l'objectif (ce qui illustre le fait que les agents font les investissements les moins chers en priorité. La spécification retenue, intègre, *via* un coût fixe fonction du stock A_t , le fait que s'approcher de l'objectif rend l'abattement plus coûteux, tout en lissant un effet qui dans la réalité est

⁷ On peut noter que A_t n'est pas exprimée dans les mêmes unités selon la technologie d'abattement retenue, mais, sans que cela porte à conséquence, nous utiliserons la même notation dans la suite de la présentation du modèle afin de simplifier l'exposition.

⁸ Faire en sorte que g soit déterminé par le modèle et non pris comme une donnée permettrait de tester cette intuition et pourrait être une extension du modèle proposé ici.

⁹ Par exemple, une politique visant à effectuer la rénovation thermique d'un grand nombre de bâtiments sur une période très courte serait probablement confrontée à un manque de main-d'œuvre susceptible d'entraîner une forte augmentation des coûts.

probablement discontinu (passage au véhicule électrique, génération d'électricité complètement décarbonée). Toutefois, un inconvénient de cette spécification est qu'elle n'associe pas un coût nul à un investissement nul. Il est donc nécessaire de s'assurer que l'investissement a_t ne s'annule pas ou n'est pas « trop petit » pour garantir la pertinence de cette fonction.

Le programme de l'agent consiste alors à minimiser les coûts actualisés à l'infini sous la contrainte d'un stock \bar{S} (un budget carbone). La date T à laquelle ce stock est épuisé est alors endogène.

2. Accumulation optimale de technologies permettant la dépollution

Sous la contrainte d'un budget carbone, \bar{S} , on considère un stock de GES S_t qui croît avec les émissions de chaque période et s'accumule donc selon la dynamique suivante¹⁰ :

$$\dot{S}_t = E_t$$

L'accumulation du stock A_t et le coût de l'abattement sont toujours donnés par les équations (4) et (5) respectivement. Le programme du planificateur est alors :

$$\min_{a_t, A_t} \int_0^{+\infty} e^{-\rho t} c(a_t, A_t) dt$$

$$\dot{A}_t = a_t - \delta A_t$$

$$\dot{S}_t = E_t$$

$$S_t \leq \bar{S}, Y_0 e^{gt} \bar{A} \geq A_t$$

$$A_0, S_0, \bar{A} \text{ et } \bar{S} \text{ donnés}$$

où ρ est le taux d'actualisation. On note λ_t le prix implicite du stock de capital d'abattement qui est le multiplicateur associé à la contrainte d'accumulation du stock de capital d'abattement et μ_t le prix implicite du stock de carbone. On définit aussi $\omega \geq 0$, le multiplicateur associé à la contrainte sur le stock de CO₂, et $\nu \geq 0$, le multiplicateur associé à la contrainte sur le stock de capital d'abattement.

¹⁰ Les émissions sont nettes des puits et nous considérons que l'assimilation proportionnelle au stock de GES est suffisamment faible pour être ignorée.

2.1. Technologie de dépollution

Dans le cas d'une technologie de dépollution / d'abattement simple (voir équation (3)), le lagrangien dynamique associé au problème s'écrit :

$$L_t = -\frac{\alpha}{2} a_t^2 - \beta A_t + \lambda_t (a_t - \delta A_t) - \mu_t (Y_0 e^{gt} \bar{A} - A_t) + \omega (\bar{S} - S) + \nu (Y_0 e^{gt} \bar{A} - A_t)$$

Les conditions nécessaires d'optimalité lorsque le cap n'est pas encore atteint ($\omega = \nu = 0$) s'écrivent :

$$\frac{\partial c(a, A)}{\partial a} = \alpha a = \lambda,$$

$$\frac{\dot{\lambda}}{\lambda} = \rho + \delta + \frac{\beta}{\lambda} - \frac{\mu}{\lambda}$$

$$\frac{\dot{\mu}}{\mu} = \rho$$

La première équation indique que le coût marginal de l'investissement en abattement est égal à son prix implicite.

La deuxième équation indique le taux de croissance du prix implicite de la capacité d'abattement. Il correspond au coût d'usage, auquel on retranche μ/λ . En effet, le coût d'usage du capital comprend :

- le taux de préférence pour le présent ρ ;
- le taux de dépréciation δ du stock de capital d'abattement puisqu'il est nécessaire de renouveler la capacité d'abattement ;
- un élément rendant compte du changement de prix de l'investissement, car la société doit investir dans des technologies de plus en plus coûteuses au fur et à mesure que les émissions se réduisent et que les émissions résiduelles s'avèrent de plus en plus difficiles à abattre. Cet effet provient de la présence du paramètre β dans la fonction de coût de l'équation (5).

Est retranché à ce coût d'usage μ/λ , qu'on peut interpréter comme la valeur sociale relative des stocks d'abattement et de GES (rente associée à la valorisation des émissions évitées) et qui indique la contribution du stock d'abattement à la réduction du stock de GES.

On obtient les trajectoires optimales suivantes (voir annexe, section 1) :

$$\mu_t = \mu_0 e^{\rho t}$$

$$\lambda_t = \bar{x} e^{(\rho+\delta)t} + \frac{\mu_0}{\delta} e^{\rho t} - \frac{\beta}{\rho + \delta}$$

$$S_t = \frac{Y_0}{g} (e^{gt} - 1) \bar{A} + \frac{\bar{z}}{\delta} (e^{-\delta t} - 1) - \frac{\bar{x}}{\alpha(\rho + 2\delta)(\rho + \delta)} (e^{(\rho+\delta)t} - 1) - \frac{\mu_0}{\delta\alpha(\delta + \rho)\rho} (e^{\rho t} - 1) + \frac{\beta t}{\alpha\delta(\rho + \delta)} + S_0$$

où μ_0 , \bar{z} et \bar{x} sont des constantes qui peuvent être identifiées grâce aux conditions suivantes : A_0 , A_T , et la continuité de λ_t en T .

La résolution complète de ce modèle est effectuée dans l'annexe (section 1). En particulier, la constante \bar{x} est négative, ce qui ouvre la voie à une dynamique non monotone de λ_t et donc de l'investissement a_t (et ce sera bien le cas dans nos illustrations numériques dans la section suivante). Par ailleurs, on observe que la taille du budget carbone (c'est-à-dire la valeur de \bar{S}) n'a pas d'effet sur le taux de croissance de μ_t et de λ_t , mais sur le point de départ de ces valeurs.

Après la date T , les dynamiques des deux variables de co-état deviennent (voir annexe) :

$$\lambda_t = \alpha Y_T e^{g(t-T)} \bar{A} (g + \delta)$$

$$\mu_t - v_t = \beta + (\rho + \delta - g) \alpha Y_T e^{g(t-T)} \bar{A} (g + \delta)$$

où v_t est le multiplicateur de Lagrange associé à la contrainte $A_t \leq Y_0 e^{gt} \bar{A}$ (après T , il est nécessaire d'avoir $A_t = Y_0 e^{gt} \bar{A}$, soit $v_t \geq 0$ pour que les émissions soient nulles). Cela signifie qu'une fois le budget carbone épuisé et la neutralité carbone atteinte grâce au capital d'abattement installé, le prix implicite du capital d'abattement doit croître au même rythme que la production afin de compenser les nouvelles émissions induites par la croissance économique. Ce résultat est induit par l'hypothèse formulée dans cette section selon laquelle les technologies de décarbonation adoptées sont de type « dépollution » et ne permettent donc pas de découpler la production et les émissions.

2.2. Technologie affectant l'intensité polluante

Dans le cas d'une technologie affectant l'intensité polluante, c'est-à-dire permettant d'opérer un découplage entre le PIB et les émissions, le lagrangien dynamique associé au problème s'écrit :

$$L_t = -\frac{\alpha}{2} a_t^2 - \beta A_t + \lambda_t (a_t - \delta A_t) - \mu_t Y_0 e^{gt} (\bar{A} - A_t) + \omega (\bar{S} - S) + v Y_0 e^{gt} (\bar{A} - A_t)$$

Les conditions nécessaires d'optimalité lorsque le cap n'est pas encore atteint ($\omega = \nu = 0$) s'écrivent :

$$\frac{\partial c(a, A)}{\partial a} = \alpha a = \lambda,$$

$$\frac{\dot{\lambda}}{\lambda} = \rho + \delta + \frac{\beta}{\lambda} - Y_0 e^{gt} \frac{\mu}{\lambda}$$

$$\frac{\dot{\mu}}{\mu} = \rho$$

Comme dans le cas d'une technologie de dépollution, on retrouve (voir la deuxième équation) que le taux de croissance du prix implicite de la capacité d'abattement correspond au coût d'usage, auquel on retranche μ/λ . La seule modification notable réside dans la prise en compte de μ/λ , la contribution du stock d'abattement à la réduction du stock de GES, qui apparaît avec un poids $Y_0 e^{gt}$ qui croît dans le temps.

De nouveau, μ_t suit une règle de Hotelling et se rapproche de la conception généralement admise de la valeur du carbone, tandis que λ_t croît à présent à un rythme qui dépend du taux de croissance de l'économie, ce qui n'était pas le cas précédemment. La résolution complète de ce modèle est effectuée dans l'annexe (section 2). On retrouve la possibilité d'une dynamique non monotone pour λ_t et l'investissement.

Après la saturation du budget carbone et de la neutralité carbone à la date endogène T, les dynamiques des deux variables de co-état deviennent (voir annexe, section 2) :

$$\lambda_t = \alpha \delta \bar{A} = \bar{\lambda}$$

l'investissement $a_t = \delta \bar{A}$ est constant aussi et

$$\mu_t - \nu_t = e^{-g(t-T)} [\beta + (\rho + \delta) \alpha \delta \bar{A}] / Y_T$$

qui décroît dans le temps. Ainsi, dans le cas où la technologie est telle que l'intensité polluante du PIB est progressivement réduite, il n'est plus nécessaire de faire croître le prix implicite du capital d'abattement une fois qu'une quantité suffisante d'investissements a été réalisée pour atteindre la neutralité carbone. En effet, en T, le découplage entre le PIB et les émissions est total : la production d'un euro supplémentaire de richesse n'engendre plus aucune émission.

3. Illustration numérique

Dans cette section, les modèles théoriques avec technologie de dépollution d'une part et avec une technologie qui réduit l'intensité polluante d'autre part sont calibrés de la façon la plus réaliste possible et cohérente avec les modèles de simulation utilisés dans ce rapport. La sensibilité aux valeurs retenues pour les paramètres est ensuite testée en faisant varier ces dernières suffisamment pour couvrir les plages vraisemblables. Cela permet de comparer la sensibilité des différentes variables d'intérêt (date optimale pour la neutralité carbone, trajectoires d'investissement, d'émissions, de valeur du carbone) aux différents paramètres.

Le taux d'actualisation est choisi égal à 4,5 % comme dans le reste du rapport. Le taux de dépréciation, fixé à 4,35 %, est obtenu¹¹ en pondérant les taux de dépréciation des différents secteurs proposés dans Vogt-Schilb *et al.* (2018). Le taux de croissance du PIB est calibré à 1,6 %, conformément aux résultats des modèles de simulation utilisés dans ce rapport. Le PIB de l'année 0 est celui qui a été observé en 2015 par l'Insee¹², soit 2 173,69 milliards d'euros. Le stock d'abattement de 2015 est supposé nul et \bar{A} est calculé comme le ratio entre les émissions de 2015 (458 MtCO₂) et le PIB de la même année.

La fonction de coût d'abattement est calibrée à partir des résultats du modèle TIMES dans le cas d'un puits de carbone de 95 MtCO₂. Afin d'être cohérent avec la logique du modèle TIMES, nous déterminons dans l'annexe (section 3), en fonction des paramètres de la fonction de coût, l'expression de la trajectoire du prix du carbone μ_t qui permet au producteur de choisir la trajectoire d'émission imposée dans l'exercice du présent rapport. Cette trajectoire du prix carbone doit donc correspondre à celle obtenue par le modèle TIMES et les paramètres α et β sont identifiés en égalisant notre μ théorique à la valeur du carbone obtenue par TIMES en 2030 et en 2040 pour un taux de croissance spontané des émissions nul¹³. Soulignons par ailleurs que α et β diffèrent selon qu'est considérée une technologie de dépollution ou une technologie réduisant l'intensité polluante. Enfin, afin d'autoriser une comparaison avec les résultats obtenus lorsqu'une trajectoire d'émission linéaire est imposée, le budget carbone à partir de 2015 est choisi égal à celui obtenu dans le cas d'une réduction linéaire des émissions à partir de 2015

¹¹ Le taux de dépréciation est calibré sur la structure actuelle de l'économie et n'est donc pas dynamique. En revanche, on peut imaginer que la transition vers une économie bas carbone développe massivement certains équipements dont les taux de dépréciation seront différents des équipement existants, modifiant ainsi au cours du temps le taux de dépréciation moyen du capital.

¹² www.insee.fr/fr/statistiques/2830613.

¹³ C'est une hypothèse existant dans TIMES.

pour arriver à zéro en 2050¹⁴. Le tableau ci-dessous récapitule les valeurs des différents paramètres :

ρ	δ	g	Y_0	\bar{A}	Tech. de dépollution		Découplage		\bar{S}
					α	β	α	β	
4,5 %	4,35 %	1,6 %	2 173,69 Mds€	$2,08 \cdot 10^{-4}$ tCO ₂ e/€	$1,05 \cdot 10^{-4}$	180,67	$5,1 \cdot 10^{20}$	$3,98 \cdot 10^{14}$	$8 \cdot 10^9$ tCO ₂ e

3.1. Modèle avec dépollution

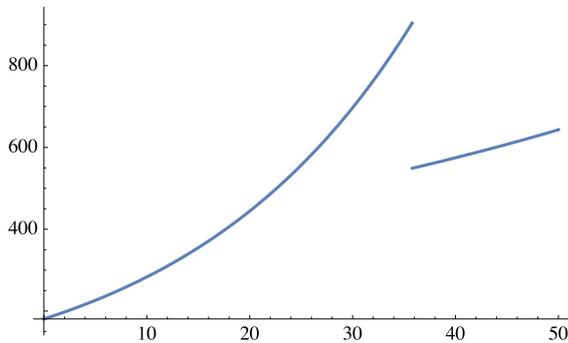
Avec ce calibrage pour les paramètres, dans un cadre d'optimisation de la consommation du budget carbone, les émissions deviennent nulles au bout de 35,8 ans, ce qui amène la date optimale pour la neutralité carbone à presque 2051, soit une date très proche de celle fixée par l'objectif politique français. Par ailleurs, les profils temporels du prix implicite du carbone, du prix implicite de la capacité d'abattement, de la capacité d'abattement et des émissions sont présentés dans les graphiques ci-dessous. On remarque en particulier :

- la forme légèrement concave puis convexe, donc avec un point d'inflexion (mais pas très éloignée d'une relation linéaire), du profil temporel des émissions ;
- la non-monotonie du prix implicite de la capacité d'abattement (qui implique celle des investissements¹⁵ puisque $a_t = \lambda_t / \alpha$) : comme n'importe quelle capacité d'investissement, a_t a tendance à décroître au fur et à mesure de l'accumulation. Toutefois, la capacité d'abattement a la caractéristique supplémentaire de dépendre positivement du prix du carbone, qui, lui, croît dans le temps. On observe que ce dernier effet prévaut dans les premières périodes, tandis que le premier l'emporte à partir d'environ 2045 ;
- la non-continuité du prix implicite du carbone, net du multiplicateur de Lagrange $v(t)$. Cela provient du fait que la variable de stock de carbone est contrainte à un niveau particulier à la date T de changement de régime. Par ailleurs, $\mu(t) - v(t)$ continue à croître après 2051, mais à un rythme moins soutenu.

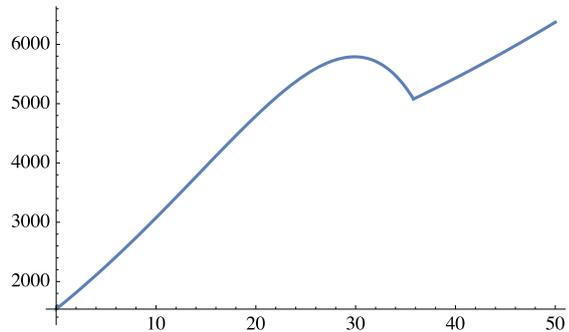
¹⁴ On peut remarquer que ce budget carbone n'est pas très éloigné d'un budget carbone de 7 092 MtCO₂ calculé comme suit : la France représente environ 0,9 % des émissions mondiale, ce qui conduit à lui octroyer un budget carbone de 9 000 MtCO₂ en 2011, auquel on a soustrait les émissions entre 2011 et 2015 pour obtenir le budget carbone en 2015.

¹⁵ Ce résultat est cohérent avec celui de Vogt-Schilb et Hallegatte (2018).

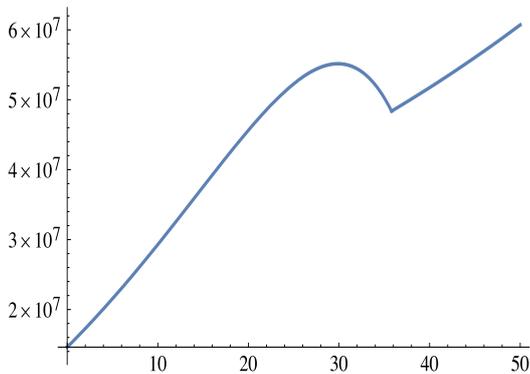
Évolution temporelle de $\mu(t)-v(t)$ en €/tCO₂e entre 2015 et 2065 (t=0 en 2015)



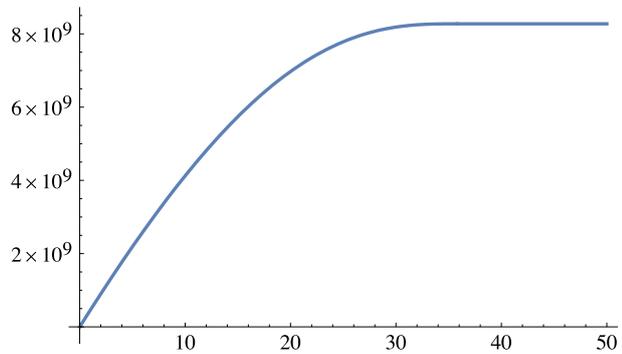
Évolution temporelle de $\lambda(t)$ €/tCO₂e entre 2015 et 2065 (t=0 en 2015)



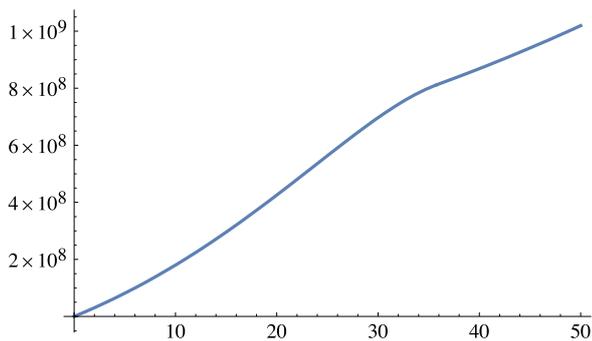
Évolution temporelle de $a(t)$ en tCO₂e entre 2015 et 2065 (t=0 en 2015)



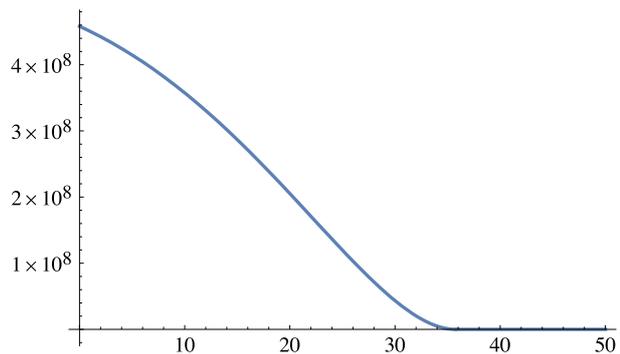
Évolution temporelle de $S(t)$ en tCO₂e entre 2015 et 2065 (t=0 en 2015)



Évolution temporelle de $A(t)$ en tCO₂e entre 2015 et 2065 (t=0 en 2015)



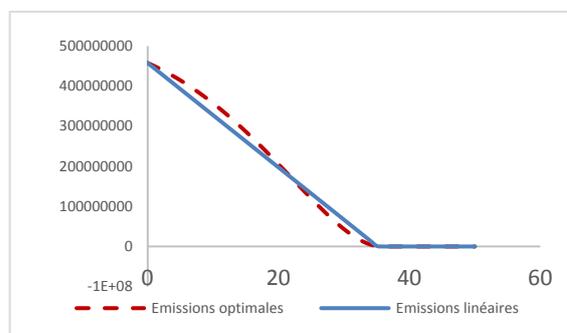
Évolution temporelle de $E(t)$ en tCO₂e entre 2015 et 2065 (t=0 en 2015)



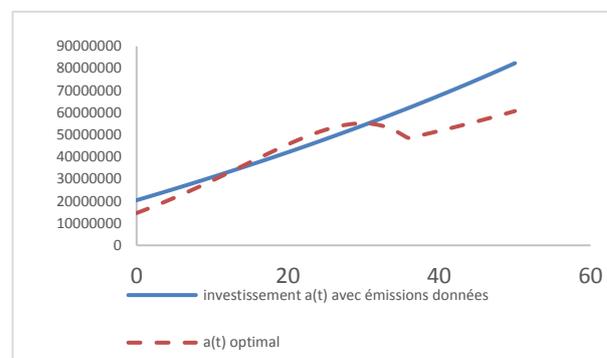
Les graphiques ci-dessous comparent l'investissement et la valeur de $\mu(t)-v(t)$ (on rappelle que jusqu'à T, $v(t)=0$) selon que la trajectoire est optimale ou imposée et

linéaire¹⁶, pour un même budget carbone. On remarque en particulier la forte proximité des trajectoires d'émissions.

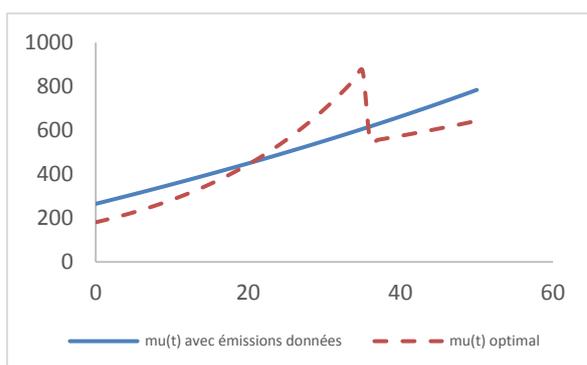
Comparaison des émissions



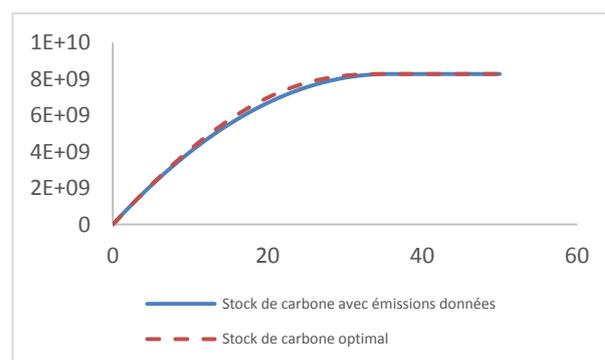
Comparaison des investissements



Comparaisons des $\mu(t)$



Comparaison des $S(t)$



Un exercice de dynamique comparative permet de tester la sensibilité des résultats aux valeurs choisies pour le calibrage¹⁷. Les figures de l'annexe (section 4) montrent que :

- la date optimale de neutralité carbone est assez peu sensible aux paramètres, à l'exception du taux d'actualisation (pour ρ entre 2,5 % et 6 %, elle varie entre 2048 et 2057, ce qui reste encore assez proche de 2050) et de la contrainte de budget carbone (si ce dernier varie de plus ou moins 10 %, la date optimale passe de 2048 à 2053) ;

¹⁶ Voir le modèle de l'annexe (section 3).

¹⁷ On fait varier le taux de croissance de l'économie entre 1,2 % et 2 %, la dépréciation entre 0,008 et 0,067 (ce sont les variables extrêmes utilisées dans Vogt Schilb *et al.*, 2018, respectivement pour la forêt et le transport), le budget carbone entre (-10 %) et (+10 %) la valeur initiale utilisée pour le calibrage et le taux d'actualisation entre 2,5 % et 6 %.

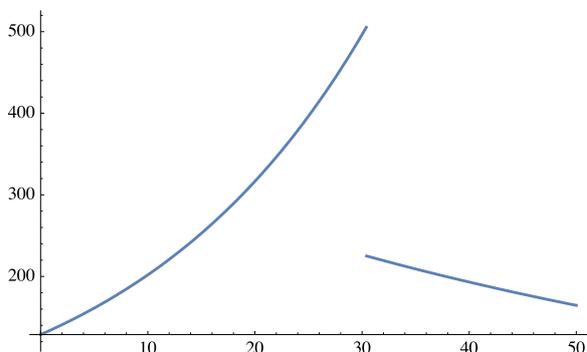
- la trajectoire d'émissions est inchangée pour les plages choisies pour g et le taux de dépréciation. Elle est davantage modifiée pour des changements du budget carbone (à chaque date, elle est plus haute pour un budget carbone plus élevé) ou du taux d'actualisation (les trajectoires se croisent, avec des émissions initiales plus élevées lorsque le taux d'actualisation est plus fort) ;
- l'investissement (ainsi que $\lambda(t)$) réagit significativement au taux de croissance de l'économie (on rappelle qu'on considère ici une technologie de dépollution), ainsi qu'au taux de dépréciation. Une croissance de 2 % plutôt que 1,6 % conduit à des investissements 22,5 % plus élevés en 2050, tandis que si la dépréciation est de 6,7 % (comme dans le secteur des transports, d'après Vogt Schilb *et al.*, 2018) plutôt que de 4,3 %, l'investissement est 40 % plus élevé en 2050. Les effets sont moins impressionnants lorsque le budget carbone ou le taux d'actualisation sont modifiés ;
- le taux de croissance de la valeur carbone étant égal au taux d'actualisation, ce dernier paramètre influence directement la trajectoire de $\mu(t)$. On peut aussi remarquer que, en niveau, $\mu(t)$ est davantage affectée par les modifications envisagées pour le taux de dépréciation que par celles considérées pour g .

3.2. Modèle avec réduction de l'intensité polluante

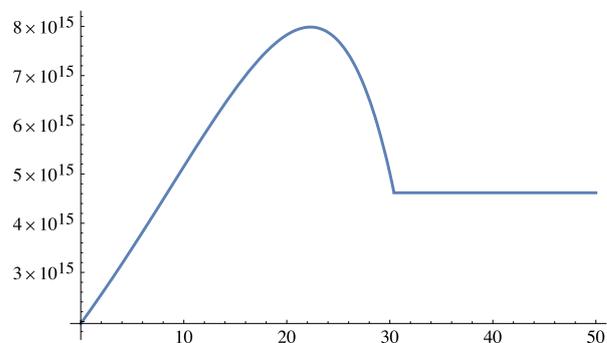
Avec le calibrage proposé pour les paramètres, les émissions deviennent nulles au bout de 30,3 ans, soit une date optimale pour la neutralité carbone aux alentours de 2045, ce qui, de nouveau, est relativement proche de l'horizon fixé par l'objectif politique français. Les profils temporels du prix implicite du carbone, du prix implicite de la capacité d'abattement, de la capacité d'abattement et des émissions sont présentés dans les graphiques ci-dessous. On retrouve les caractéristiques observées dans le cas d'une technologie de dépollution, en particulier :

- une trajectoire des émissions quasiment linéaire malgré une forme présentant un point d'inflexion ;
- la non-monotonie du prix implicite de la capacité d'abattement et de l'investissement, qui présentent chacun une courbe en cloche ; cependant, le point où un maximum est atteint se situe plus tôt que dans le cas d'une technologie de dépollution (2035 contre 2045).

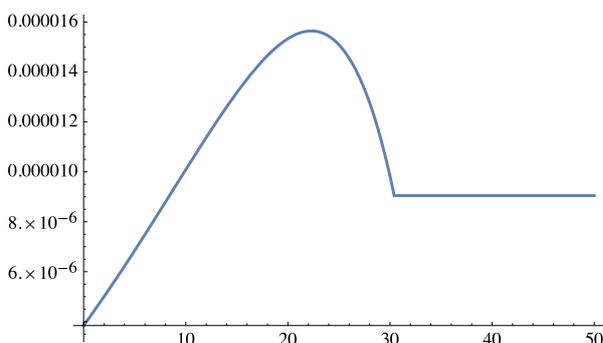
Évolution temporelle de $\mu(t)-v(t)$ en €/tCO₂e
entre 2015 et 2065 (t=0 en 2015)



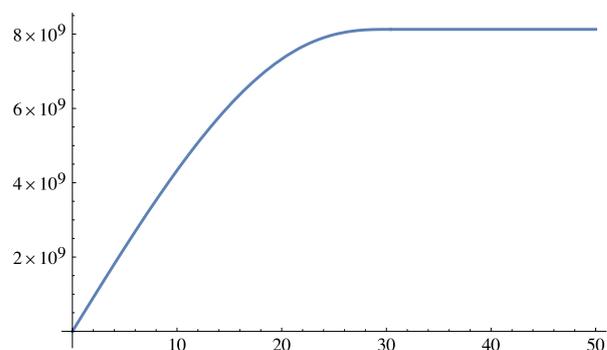
Évolution temporelle de $\lambda(t)$ en €/tCO₂e
entre 2015 et 2065 (t=0 en 2015)



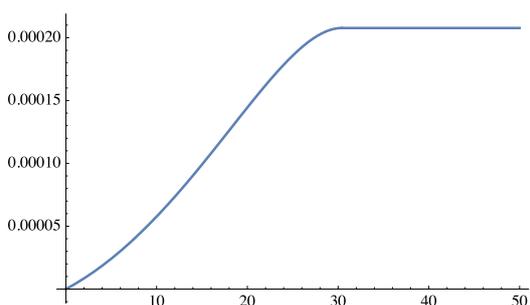
Évolution temporelle de $a(t)$ en tCO₂e/€
entre 2015 et 2065 (t=0 en 2015)



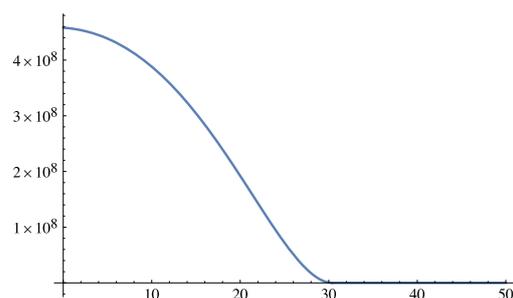
Évolution temporelle de $S(t)$ en tCO₂e
entre 2015 et 2065 (t=0 en 2015)



Évolution temporelle de $A(t)$ tCO₂e/€
entre 2015 et 2065 (t=0 en 2015)



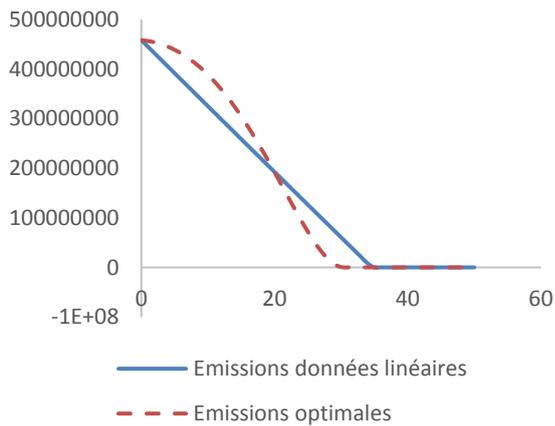
Évolution temporelle de $E(t)$ en tCO₂e
entre 2015 et 2065 (t=0 en 2015)



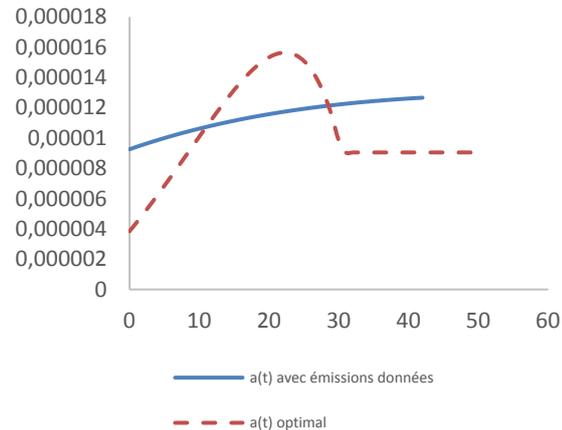
On compare de nouveau l'investissement et la valeur de $\mu(t)-v(t)$ (voir les graphiques ci-dessus). Même si la trajectoire optimale d'émissions présente toujours un point d'inflexion, la proximité des trajectoires d'émissions est moins flagrante que dans le cas d'une technologie de dépollution. On peut aussi remarquer la pente négative de la valeur du carbone dans le cas où la trajectoire d'émissions est imposée. Il faut cependant rappeler que dans la réalité comme dans les modèles de simulation utilisés dans ce

rapport, la technologie d'abattement combine de la dépollution avec de la réduction d'intensité polluante, ce qui suggère des résultats intermédiaires, entre ceux obtenus dans les modèles avec chaque type de technologie.

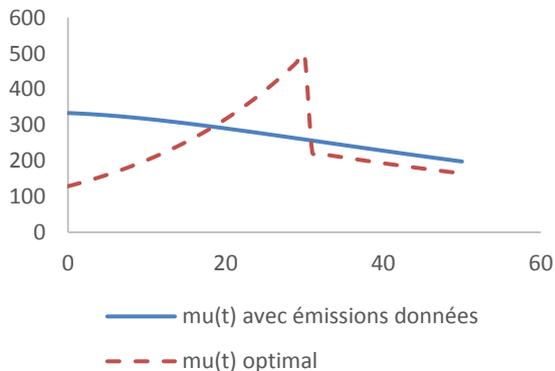
Comparaison des émissions



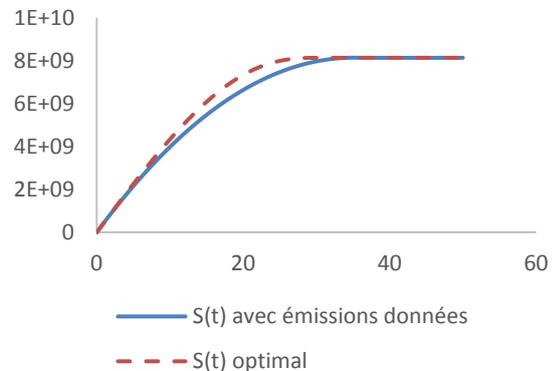
Comparaison des investissements



Comparaisons des $\mu(t)$



Comparaison des S(t)



On conduit un exercice de dynamique comparative similaire à celui réalisé pour la technologie de dépollution afin de tester la sensibilité des résultats aux valeurs choisies pour le calibrage. En particulier, les mêmes plages de valeurs pour les paramètres sont considérées. Les figures de l'annexe 5 montrent de nouveau que la date optimale pour la neutralité carbone varie peu, seulement entre 2045 et 2048 (pour les plages envisagées pour le budget carbone ou le taux d'actualisation) et que la trajectoire des émissions n'est un peu sensible qu'au budget carbone et au taux d'actualisation. Enfin, la trajectoire du prix implicite du carbone est peu sensible au taux de croissance de l'économie, tandis que le taux d'actualisation la modifie significativement.

Conclusion et extensions

Nous avons proposé deux modèles d'investissement optimal : l'un suppose une technologie de dépollution tandis que l'autre intègre du découplage. La réalité ainsi que les modèles de simulation utilisés dans ce rapport se situent entre ces deux spécifications pour la technologie d'abattement. Dans les modèles étudiés, l'investissement est étalé dans le temps notamment à cause de la présence de coûts d'ajustement, mais nous prenons également en compte le fait que plus l'économie est avancée dans l'abattement, plus les nouveaux investissements à réaliser pour réduire les émissions sont coûteux. La résolution de ces modèles met en évidence l'existence d'un prix implicite du carbone et d'un prix implicite du capital d'abattement, ce qui illustre bien la duplicité d'une valeur tutélaire du carbone décrite comme une valeur de l'effort à fournir pour atteindre l'objectif climatique. Le prix implicite du capital correspond au coût du dernier système technologique permettant d'atteindre l'objectif fixé tandis que le prix implicite du carbone est le signal-prix qui conduit les agents économiques à respecter la contrainte de trajectoire d'émissions

L'un des principaux enseignements de ce modèle théorique est que le modèle d'optimisation calibré de façon réaliste conduit à une trajectoire d'émission très proche de la trajectoire linéaire qui a été imposée aux modèles de simulation utilisés dans ce rapport. Un second résultat concerne la date optimale de neutralité carbone qui se trouve entre 2045 et 2053, quels que soient le type de technologie d'abattement et les valeurs des paramètres (y compris le taux d'actualisation ou la taille du budget carbone) considérés. Nous obtenons aussi une trajectoire non monotone pour la valeur marginale de la capacité d'abattement, tandis que la valeur du carbone suit une règle de Hotelling. Ainsi, même si le taux de croissance du prix du carbone dépend uniquement du taux d'actualisation, sa valeur initiale est affectée par les caractéristiques de l'investissement dans les technologies de dépollution ou de réduction de l'intensité polluante.

Trois extensions à ce modèle pourront être développées afin de prendre en compte l'incertitude et le progrès technique, et d'endogénéiser la dynamique du PIB. Du *learning-by-doing* jouerait en effet en sens inverse de l'effet selon lequel l'abattement est de plus en plus coûteux à mesure qu'on s'approche de l'objectif (les résultats empiriques de ce rapport montrent cependant que ce dernier effet reste celui qui prédomine). L'incertitude, quant à elle, modifierait la règle de Hotelling qui s'applique à la valeur tutélaire du carbone comprise comme la valeur sociale du carbone et/ou modifierait le coût d'usage du capital qui gouverne la valeur tutélaire du carbone si on la définit comme la valeur de la capacité d'abattement. Par ailleurs, les contraintes de liquidités des investisseurs pourraient être prises en compte. Enfin, considérer un modèle de croissance permettrait de prendre en compte l'arbitrage entre investissement productif et investissement en abattement ; dans ce cas une approche coût-bénéfice serait toutefois indispensable.

Références

Boucekkine R., Pommeret A. et Prieur F. (2013), « Optimal regime switching and threshold effects: Theory and application to a resource extraction problem under irreversibility », *Journal of Economic Dynamics and Control*, 37(12), p. 2979-2997.

Centre d'analyse stratégique (2009), *La valeur tutélaire du carbone*, rapport de la commission présidée par Alain Quinet, Paris, La Documentation française.

Chakravorty U., Moreaux M. et Tidball M. (2008), « Ordering the extraction of polluting non renewable resources », *American Economic Review*, vol. 98, n° 3, juin, p. 1128-1144.

Chakravorty U., Magné B. et Moreaux M. (2006), « A Hotelling model with a ceiling on the stock of pollution », *Journal of Economic Dynamics and Control*, 30, p. 2875-2904.

Hotelling H. (1931), « The economics of exhaustible resources », *Journal of Political Economy*, 39, p. 137-175.

Schubert K. (2009), « La valeur du carbone : niveau initial et profil temporel optimaux », in Centre d'analyse stratégique (2009), *La valeur tutélaire du carbone*, rapport de la commission présidée par Alain Quinet, Paris, La Documentation française, p. 354-373

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 (March), p. 210-233.

Annexe : résolution du modèle

1. Résolution avec technologie de dépollution

Le modèle est résolu dans le cas d'une technologie de dépollution / d'abattement simple (voir équation (3)). Le lagrangien dynamique associé au problème s'écrit (on omet les indices temporels) :

$$L = -\frac{\alpha}{2} a^2 - \beta A + \lambda(a - \delta A) - \mu(Y_0 e^{gt} \bar{A} - A_t) + \omega(\bar{S} - S) + \nu(Y_0 e^{gt} \bar{A} - A_t)$$

où $\omega \geq 0$ est le multiplicateur associé à la contrainte sur le stock de CO₂ et $\nu \geq 0$ est le multiplicateur associé à la contrainte sur le stock de capital d'abattement.

Les conditions nécessaires d'optimalité s'écrivent :

$$\frac{\partial c(a,A)}{\partial a} = \alpha a = \lambda, \quad (\text{a.1})$$

$$\frac{\dot{\lambda}}{\lambda} = \rho + \delta + \frac{\beta}{\lambda} - \frac{\mu - \nu}{\lambda} \quad (\text{a.2})$$

$$\frac{\dot{\mu}}{\mu} = \rho + \omega/\mu \quad (\text{a.3})$$

- On étudie tout d'abord la phase $t > T$ lorsque le cap est atteint : (a.3) donne l'expression de ω .

$$\dot{S} = 0 \Rightarrow A_t = Y_T e^{g(t-T)} \bar{A} \Rightarrow a_t = Y_T e^{g(t-T)} \bar{A} (g + \delta) \Rightarrow \lambda_t = \alpha Y_T e^{g(t-T)} \bar{A} (g + \delta)$$

et on déduit de (a.2) :

$$\mu_t - \nu_t = \beta + (\rho + \delta - g) \alpha Y_T e^{g(t-T)} \bar{A} (g + \delta)$$

- On étudie la phase $t < T$, lorsque le cap n'est pas encore atteint ($\omega = \nu = 0$). On en déduit $\mu_t = \mu_0 e^{\rho t}$.

On pose $x_t = \lambda_t e^{-(\rho+\delta)t}$ ce qui implique $\dot{x} = \dot{\lambda}_t e^{-(\rho+\delta)t} - (\rho + \delta) \lambda_t e^{-(\rho+\delta)t}$ et donc $\dot{x} e^{(\rho+\delta)t} = \dot{\lambda}_t - (\rho + \delta) \lambda_t = \beta - \mu_t$, d'où :

$$x_t = \bar{x} + e^{-\delta t} \frac{\mu_0}{\delta} - e^{-(\rho+\delta)t} \frac{\beta}{(\rho+\delta)} \quad \text{avec } \bar{x} \text{ la constante d'intégration.}$$

On en déduit :

$$\lambda_t = \bar{x}e^{(\rho+\delta)t} + \frac{\mu_0}{\delta}e^{\rho t} - \frac{\beta}{\rho+\delta} \quad \text{et} \quad a_t = \frac{\bar{x}}{\alpha}e^{(\rho+\delta)t} + \frac{\mu_0}{\delta\alpha}e^{\rho t} - \frac{\beta}{\alpha(\rho+\delta)}$$

Par ailleurs, $\dot{A} + \delta A = a$

On pose $z_t = A_t e^{\delta t}$ ce qui implique $\dot{z} = \dot{A}_t e^{\delta t} + \delta A_t e^{\delta t}$ et donc $\dot{z} e^{-\delta t} = \dot{A}_t + \delta A_t = a_t$, d'où :

$$\dot{z}_t = \frac{\bar{x}}{\alpha}e^{(\rho+2\delta)t} + \frac{\mu_0}{\delta\alpha}e^{\delta t}e^{\rho t} - \frac{\beta e^{\delta t}}{\alpha(\rho+\delta)}$$

Ce qu'on intègre pour obtenir :

$$z_t = \bar{z} + \frac{\bar{x}}{\alpha(\rho+2\delta)}e^{(\rho+2\delta)t} + \frac{\mu_0}{\delta\alpha(\delta+\rho)}e^{(\delta+\rho)t} - \frac{\beta e^{\delta t}}{\alpha\delta(\rho+\delta)}$$

avec \bar{z} la constante d'intégration.

D'où :

$$A_t = z_t e^{-\delta t} = \bar{z}e^{-\delta t} + \frac{\bar{x}}{\alpha(\rho+2\delta)}e^{(\rho+\delta)t} + \frac{\mu_0}{\delta\alpha(\delta+\rho)}e^{\rho t} - \frac{\beta}{\alpha\delta(\rho+\delta)}$$

Et comme $\dot{S} = Y_0 e^{gt} \bar{A} - A_t$, on obtient en intégrant :

$$S_t = \frac{Y_0}{g}(e^{gt} - 1)\bar{A} + \frac{\bar{z}}{\delta}(e^{-\delta t} - 1) - \frac{\bar{x}}{\alpha(\rho+2\delta)(\rho+\delta)}(e^{(\rho+\delta)t} - 1) - \frac{\mu_0}{\delta\alpha(\delta+\rho)\rho}(e^{\rho t} - 1) + \frac{\beta t}{\alpha\delta(\rho+\delta)} + S_0$$

A_0 , \bar{A} et \bar{S} donnés, ainsi que la continuité de λ_t en T permettent d'identifier les quatre inconnues T, \bar{x} , \bar{z} et μ_0 .

2. Résolution avec technologie réduisant l'intensité polluante

$$L = -\frac{\alpha}{2} a^2 - \beta A + \lambda(a - \delta A) - \mu(Y_0 e^{gt} \bar{A} - A_t) + \omega(\bar{S} - S) + \nu(Y_0 e^{gt} \bar{A} - A_t)$$

Les conditions nécessaires d'optimalité s'écrivent :

$$\frac{\partial c(a,A)}{\partial a} = \alpha a = \lambda, \quad (\text{a.4})$$

$$\frac{\dot{\lambda}}{\lambda} = \rho + \delta + \frac{\beta}{\lambda} - Y_0 e^{gt} \frac{\mu - \nu}{\lambda} \quad (\text{a.5})$$

$$\frac{\dot{\mu}}{\mu} = \rho + \omega/\mu \quad (\text{a.6})$$

- On étudie tout d'abord la phase $t > T$ lorsque le cap est atteint : (a.6) donne l'expression de ω .

$$\dot{S} = 0 \Rightarrow A_t = \bar{A} \Rightarrow a_t = \delta \bar{A} \Rightarrow \lambda_t = \alpha \delta \bar{A}$$

et on déduit de (a.5) :

$$\mu_t - \nu_t = e^{-g(t-T)} [\beta + (\rho + \delta) \alpha \delta \bar{A}] / Y_T$$

- On étudie la phase $t < T$, lorsque le cap n'est pas encore atteint ($\omega = \nu = 0$). On en déduit $\mu_t = \mu_0 e^{\rho t}$.

On pose $x_t = \lambda_t e^{-(\rho+\delta)t}$ ce qui implique $\dot{x} = \dot{\lambda}_t e^{-(\rho+\delta)t} - (\rho + \delta) \lambda_t e^{-(\rho+\delta)t}$ et donc $\dot{x} e^{(\rho+\delta)t} = \dot{\lambda}_t - (\rho + \delta) \lambda_t = \beta - \mu_t Y_0 e^{gt}$, d'où :

$$x_t = \bar{x} - e^{(g-\delta)t} \frac{\mu_0 Y_0}{g-\delta} - e^{-(\rho+\delta)t} \frac{\beta}{(\rho+\delta)}$$

avec \bar{x} , la constante d'intégration.

On en déduit :

$$\lambda_t = \bar{x} e^{(\rho+\delta)t} + \frac{\mu_0 Y_0}{\delta-g} e^{(g+\rho)t} - \frac{\beta}{\rho+\delta} \quad \text{et} \quad a_t = \frac{\bar{x}}{\alpha} e^{(\rho+\delta)t} + \frac{\mu_0 Y_0}{(\delta-g)\alpha} e^{(g+\rho)t} - \frac{\beta}{\alpha(\rho+\delta)}$$

Par ailleurs, $\dot{A} + \delta A = a$

On pose $z_t = A_t e^{\delta t}$ ce qui implique $\dot{z} = \dot{A}_t e^{\delta t} + \delta A_t e^{\delta t}$ et donc $\dot{z} e^{-\delta t} = \dot{A}_t + \delta A_t = a_t$, d'où :

$$\dot{z}_t = \frac{\bar{x}}{\alpha} e^{(\rho+2\delta)t} + \frac{\mu_0 Y_0}{(\delta-g)\alpha} e^{(g+\rho+\delta)t} - \frac{\beta e^{\delta t}}{\alpha(\rho+\delta)}$$

Ce qu'on intègre pour obtenir :

$$z_t = \bar{z} + \frac{\bar{x}}{\alpha(\rho+2\delta)} e^{(\rho+2\delta)t} + \frac{\mu_0 Y_0}{(\delta-g)\alpha(\delta+\rho+g)} e^{(\delta+\rho+g)t} - \frac{\beta e^{\delta t}}{\alpha\delta(\rho+\delta)}$$

avec \bar{z} la constante d'intégration.

D'où :

$$A_t = z_t e^{-\delta t} = \bar{z} e^{-\delta t} + \frac{\bar{x}}{\alpha(\rho+2\delta)} e^{(\rho+\delta)t} + \frac{\mu_0 Y_0}{(\delta-g)\alpha(\delta+\rho+g)} e^{(\rho+g)t} - \frac{\beta}{\alpha\delta(\rho+\delta)}$$

Et comme $\dot{S} = Y_0 e^{gt} (\bar{A} - A_t)$, on obtient en intégrant :

$$S_t = \frac{Y_0}{g} (e^{gt} - 1) \bar{A} + \frac{\bar{z} Y_0}{\delta - g} (e^{(g-\delta)t} - 1) - \frac{\bar{x} Y_0}{\alpha(\rho+2\delta)(\rho+\delta+g)} (e^{(\rho+\delta+g)t} - 1) \\ - \frac{\mu_0 Y_0^2}{(\delta-g)\alpha(\delta+\rho+g)(\rho+2g)} (e^{(\rho+2g)t} - 1) + \frac{\beta Y_0 (e^{gt} - 1)}{\alpha\delta g(\rho+\delta)} + S_0$$

A_0 , \bar{A} et \bar{S} donnés, ainsi que la continuité des λ_t en T permettent d'identifier les 4 inconnues T, \bar{x} , \bar{z} et μ_0 .

3. Modèle avec trajectoire d'émissions linéaire donnée

Technologie de dépollution

Programme d'un producteur décentralisé :

$$\text{Max} \int_0^\infty - \left(\frac{\alpha}{2} a_t^2 + \beta A_t \right) - \mu_t E_t dt \\ \text{s.c.} \quad \dot{A}_t = a_t - \delta A_t \text{ et } Y_0 e^{gt} \bar{A} - A_t$$

Le Hamiltonien s'écrit :

$$H = - \left(\frac{\alpha}{2} a^2 + \beta A \right) - \mu_t E_t + \lambda (a_t - \delta A_t)$$

$$H = -\left(\frac{\alpha}{2}a^2 + \beta A\right) - \mu_t(Y_0 e^{gt}\bar{A} - A_t) + \lambda(a_t - \delta A_t)$$

Conditions de premier ordre :

$$\alpha a_t = \lambda_t \Leftrightarrow \lambda_t = \alpha a_t \Leftrightarrow \dot{\lambda}_t = \alpha \dot{a}_t \quad (1)$$

$$-\frac{\partial H}{\partial A_t} = \dot{\lambda}_t - \rho \lambda_t = \delta \lambda_t + \beta - \mu_t \quad (2)$$

De (1) et (2) on déduit :

$$\mu_t = -\alpha \dot{a}_t + \alpha a_t(\rho + \delta) + \beta \quad (3)$$

Supposons qu'on impose une trajectoire de réduction des émissions linéaire (on ne cherche donc plus à optimiser cette trajectoire) :

$E_t = \bar{E} - \epsilon * t$ avec $\epsilon > 0$ avec \bar{E} la quantité initiale d'émissions et ϵ la réduction d'émissions annuelle.

Par ailleurs, on s'est placé dans un cas où l'abattement est de type « dépollution », et on a donc $A_t = Y_0 e^{gt}\bar{A} - E_t$ et :

$$a_t = \dot{A}_t + \delta A_t = (g + \delta)Y_0 e^{gt}\bar{A} - \frac{\partial E_t}{\partial t} - \delta E_t = (g + \delta)Y_0 e^{gt}\bar{A} + \epsilon - \delta \bar{E} + \delta \epsilon t$$

Et donc $\lambda_t = \alpha((g + \delta)Y_0 e^{gt}\bar{A} + \epsilon - \delta \bar{E} + \delta \epsilon t)$.

Par conséquent, en utilisant (3) :

$$\mu_t = \alpha Y_0 e^{gt}\bar{A}(g + \delta)(-g + \rho + \delta) + \alpha(\rho + \delta)\delta \epsilon t - \alpha \delta \epsilon + \alpha(\rho + \delta)(\epsilon - \delta \bar{E}) + \beta$$

Le modèle TIMES (avec un puits de 95 MtCO₂) fournit une trajectoire de μ_t ce qui, à partir de 2 points de la trajectoire ($\mu_{2030}=322\text{€/tCO}_2$ et $\mu_{2045}=375\text{€/tCO}_2$), et en prenant $g = 0$ comme dans TIMES, permet d'identifier α et β .

Technologie réduisant l'intensité polluante

Programme d'un producteur décentralisé :

$$\begin{aligned} & \text{Max} \int_0^{\infty} -\left(\frac{\alpha}{2}a_t^2 + \beta A_t\right) - \mu_t E_t dt \\ & \text{s. c. } \dot{A}_t = a_t - \delta A_t \text{ et } E_t = Y_0 e^{gt}(\bar{A} - A_t) \end{aligned}$$

Le Hamiltonien s'écrit :

$$H = -\left(\frac{\alpha}{2}a^2 + \beta A\right) - \mu_t E_t + \lambda(a_t - \delta A_t)$$

$$H = -\left(\frac{\alpha}{2}a^2 + \beta A\right) - \mu_t Y_0 e^{gt} (\bar{A} - A_t) + \lambda(a_t - \delta A_t)$$

Conditions de premier ordre :

$$\alpha a_t = \lambda_t \Leftrightarrow \lambda_t = \alpha a_t \Leftrightarrow \dot{\lambda}_t = \alpha \dot{a}_t \quad (1)$$

$$-\frac{\partial H}{\partial A_t} = \dot{\lambda}_t - \rho \lambda_t = \delta \lambda_t + \beta - Y_0 e^{gt} \mu_t \quad (2)$$

De (1) et (2) on déduit :

$$\mu_t Y_0 e^{gt} = -\alpha \dot{a}_t + \alpha a_t (\rho + \delta) + \beta \quad (3)$$

Supposons qu'on impose une trajectoire de réduction des émissions linéaire (on ne cherche donc plus à optimiser cette trajectoire) :

$E_t = \bar{E} - \epsilon * t$ avec $\epsilon > 0$ avec \bar{E} la quantité initiale d'émissions et ϵ la réduction d'émissions annuelle.

Par ailleurs, on s'est placé dans un cas où l'abattement réduit l'intensité polluante, et a donc $A_t = \bar{A} - e^{-gt} E_t / Y_0$, et :

$$a_t = \dot{A}_t + \delta A_t = \frac{(\bar{E} - \epsilon t)(g - \delta)e^{-gt}}{Y_0} + \frac{\epsilon e^{-gt}}{Y_0} + \delta \bar{A}$$

Et donc $\lambda_t = \alpha \left(\frac{(\bar{E} - \epsilon t)(g - \delta)e^{-gt}}{Y_0} + \frac{\epsilon e^{-gt}}{Y_0} + \delta \bar{A} \right)$.

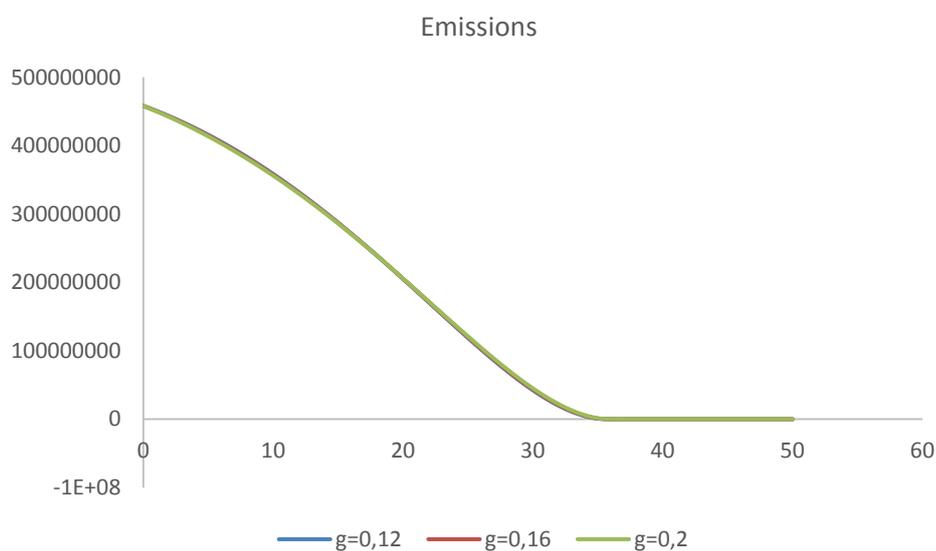
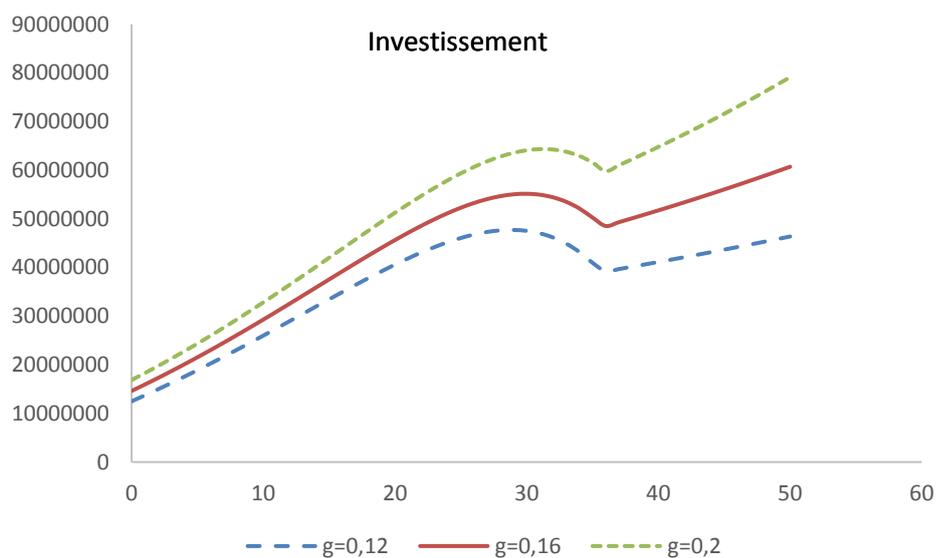
Par conséquent, en utilisant (3) :

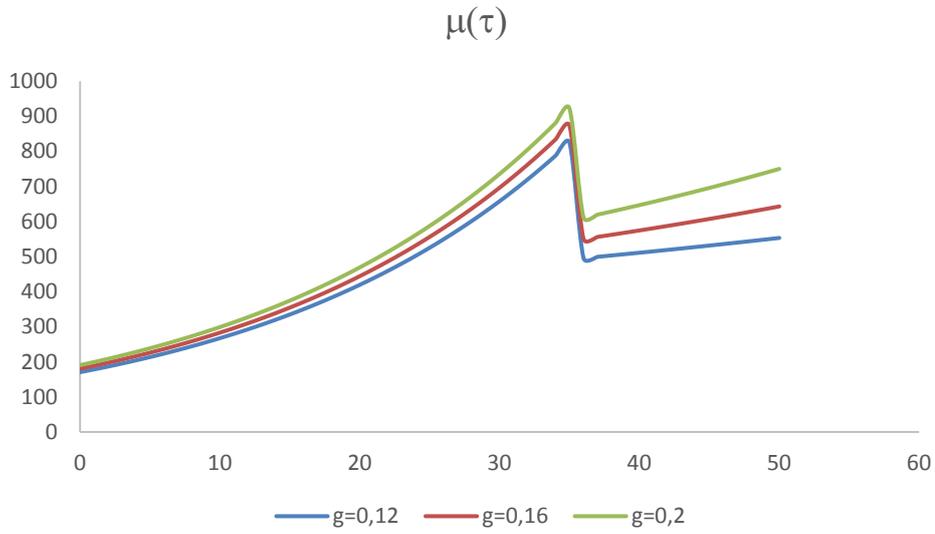
$$\mu_t = \beta + \frac{\alpha e^{-gt}}{Y_0} \cdot [(g - \delta)(g + \rho + \delta)\bar{E} + \epsilon(\rho + 2g) - (g - \delta)\epsilon t(g + \rho + \delta)] + (\rho + \delta)\delta \bar{A}$$

Le modèle TIMES (avec un puits de 95MtCO₂) fournit une trajectoire de μ_t ce qui, à partir de 2 points de la trajectoire ($\mu_{2030}=322\text{€/tCO}_2$ et $\mu_{2040}=375\text{€/tCO}_2$), et en prenant $g = 0$ comme dans TIMES, permet d'identifier α et β .

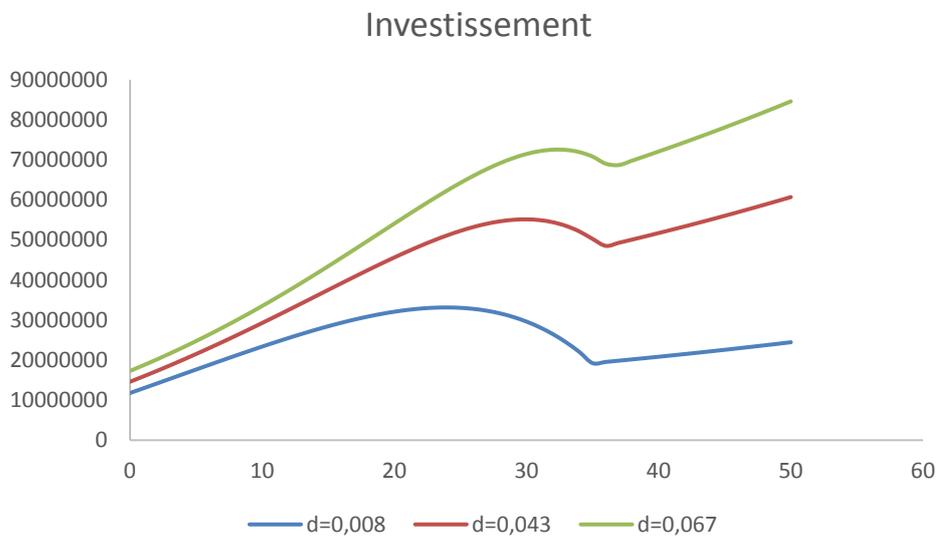
4. Sensibilité aux paramètres dans le cas d'une technologie de dépollution

Sensibilité au taux de croissance

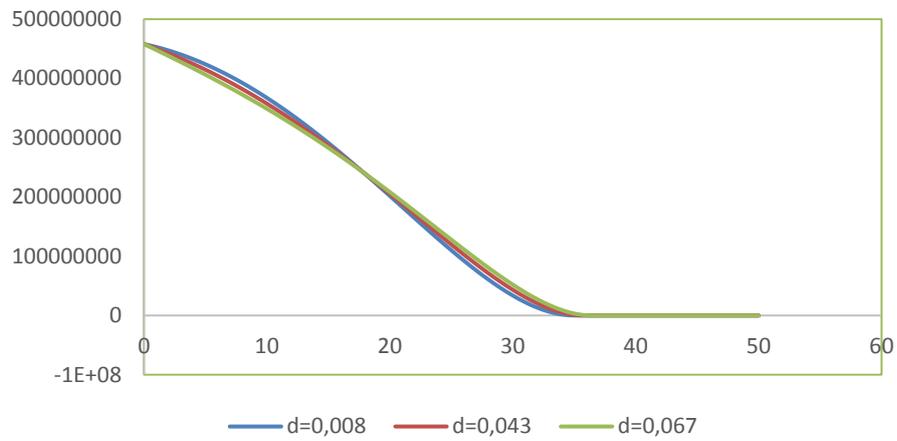




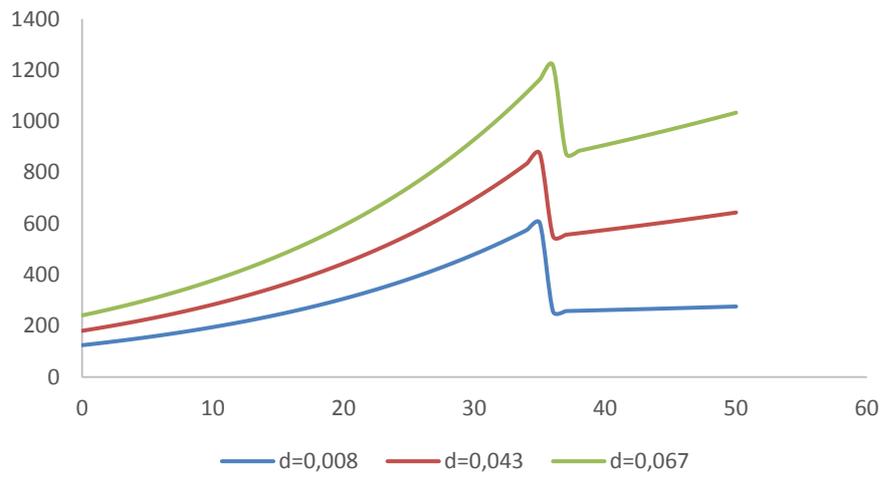
Sensibilité au taux de dépréciation



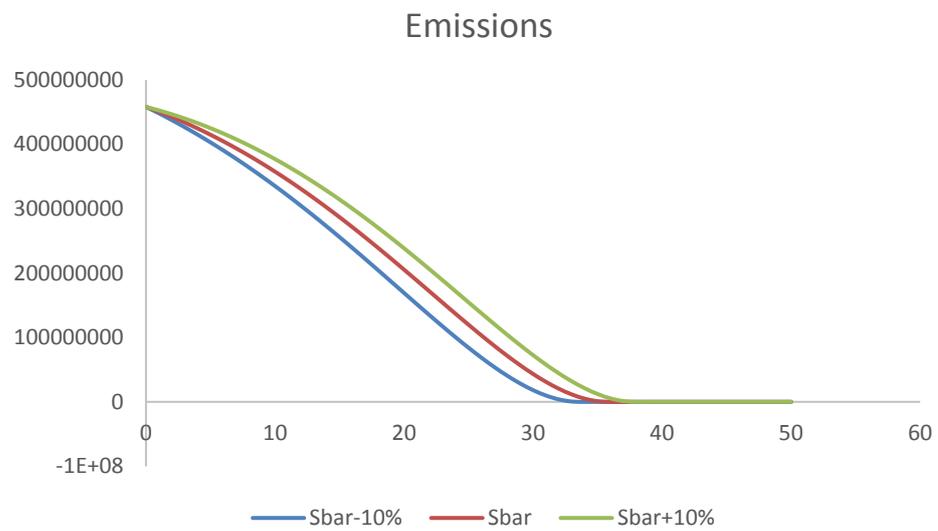
Emissions

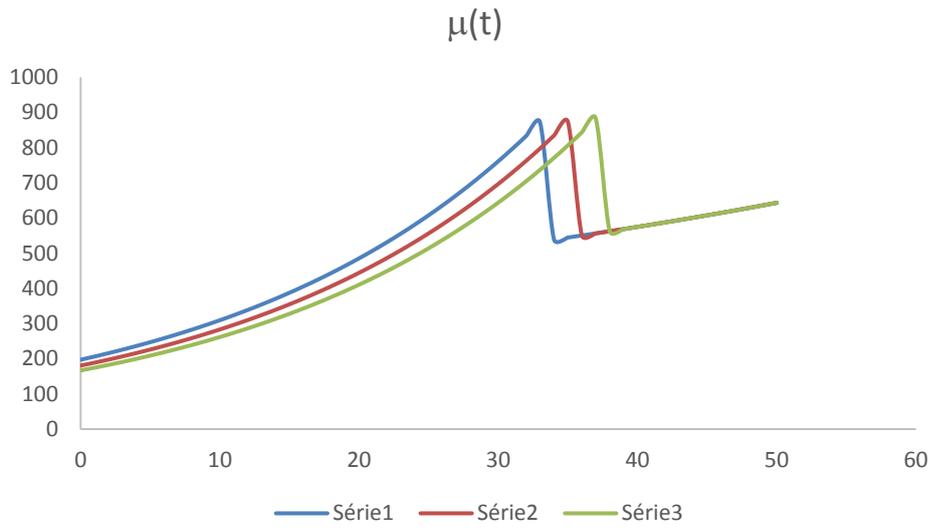


$\mu(t)$

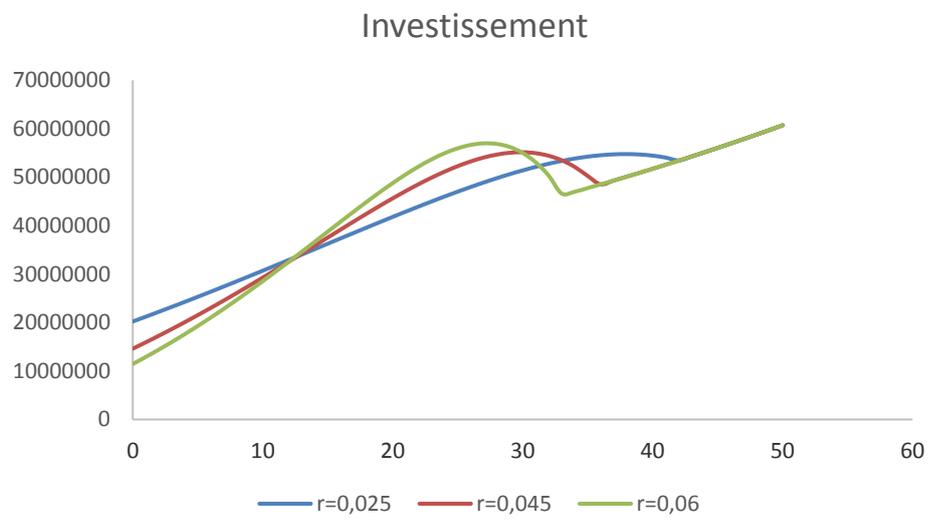


Sensibilité au budget carbone

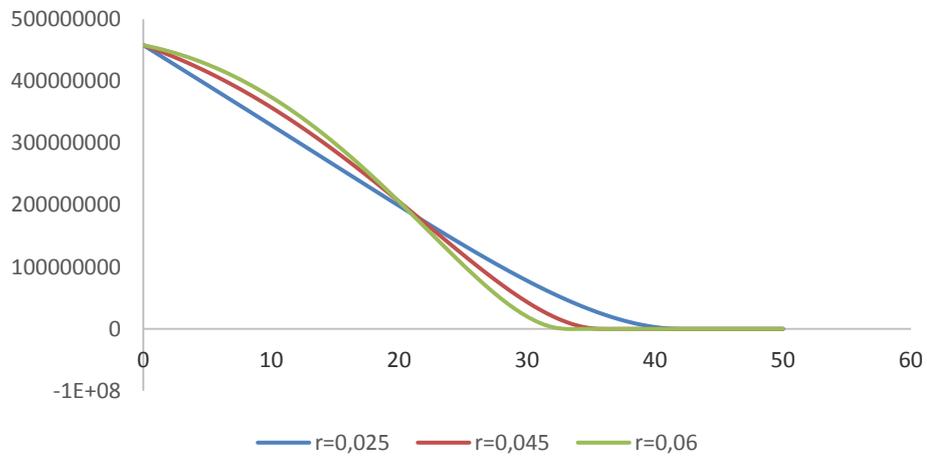




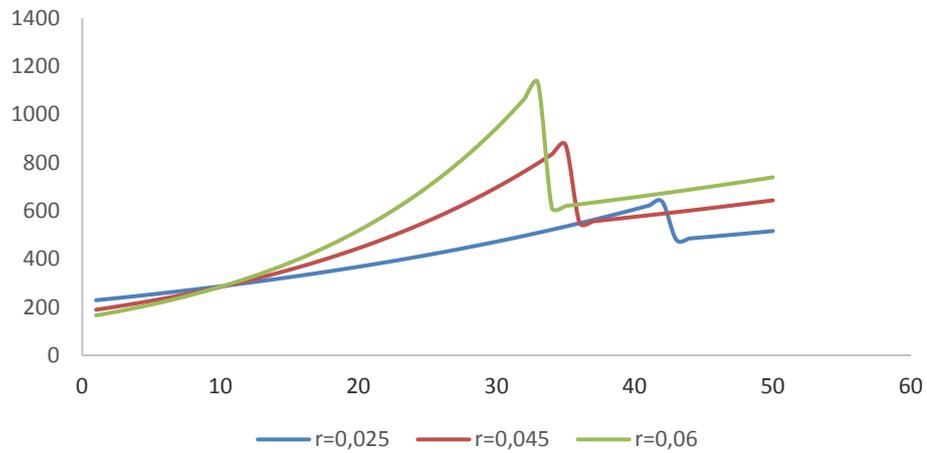
Sensibilité au taux d'actualisation



Emissions

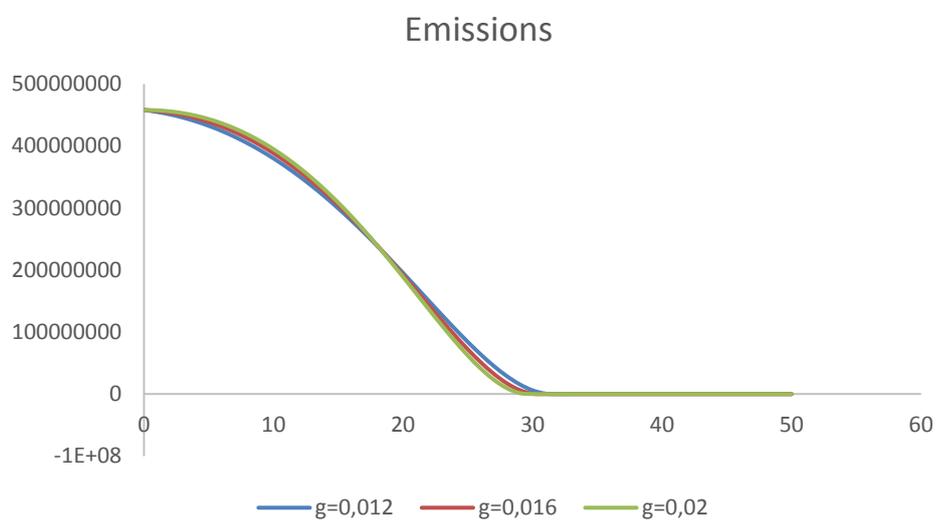
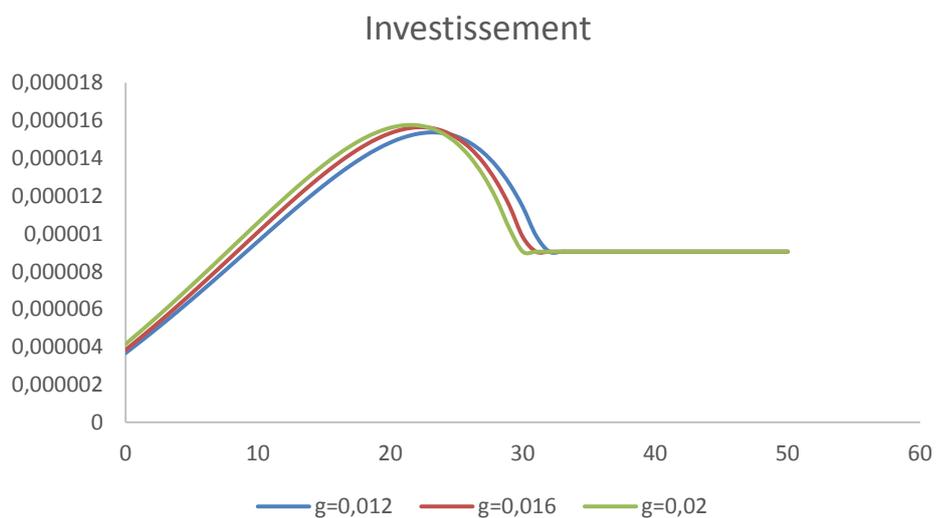


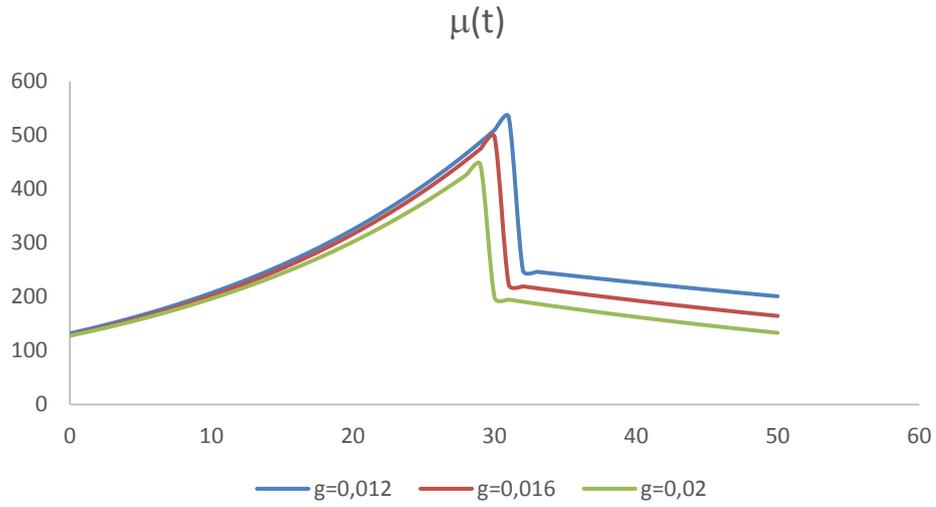
$\mu(t)$



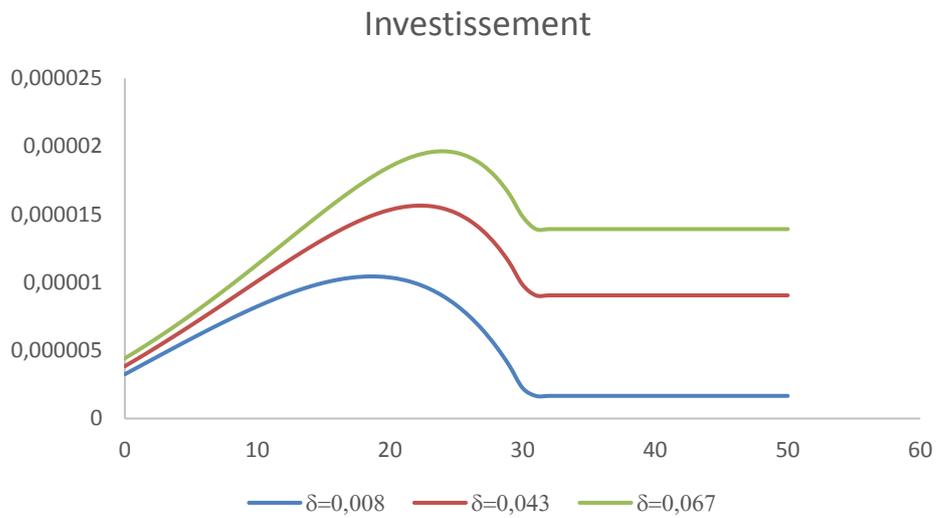
5. Sensibilité aux paramètres dans le cas d'une technologie de réduction de l'intensité carbone

Sensibilité au taux de croissance

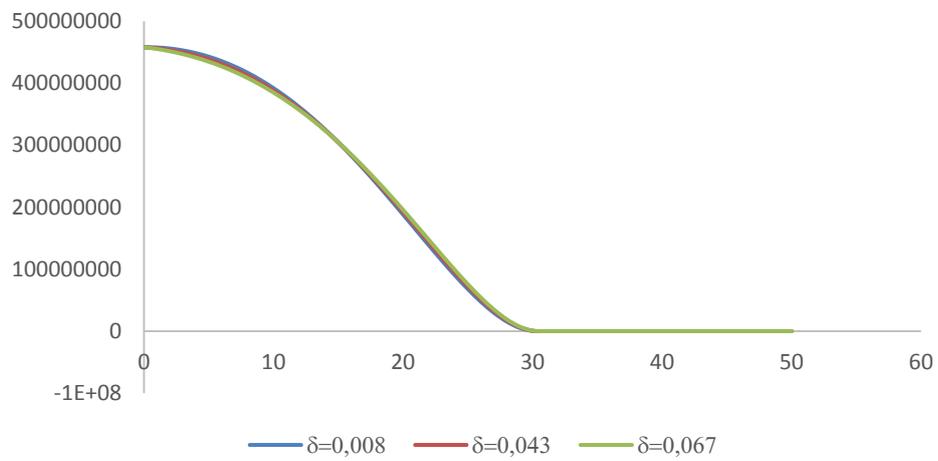




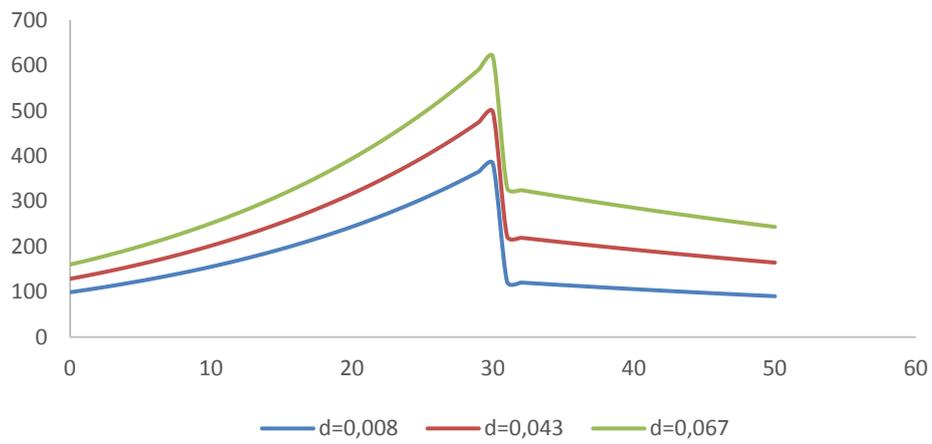
Sensibilité au taux de dépréciation



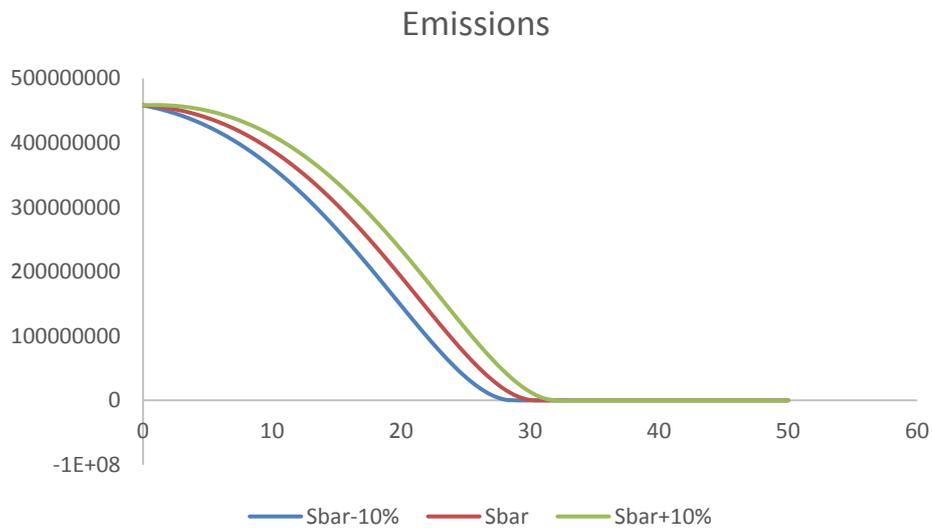
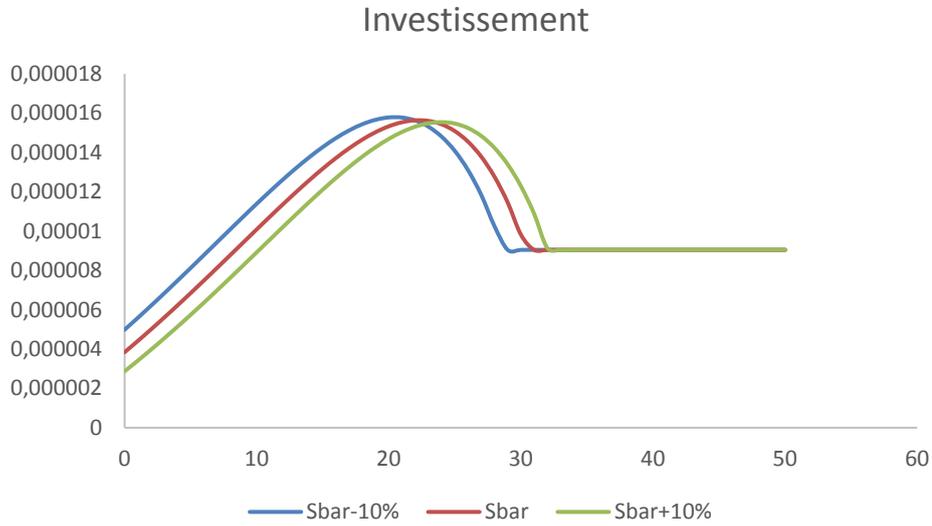
Emissions

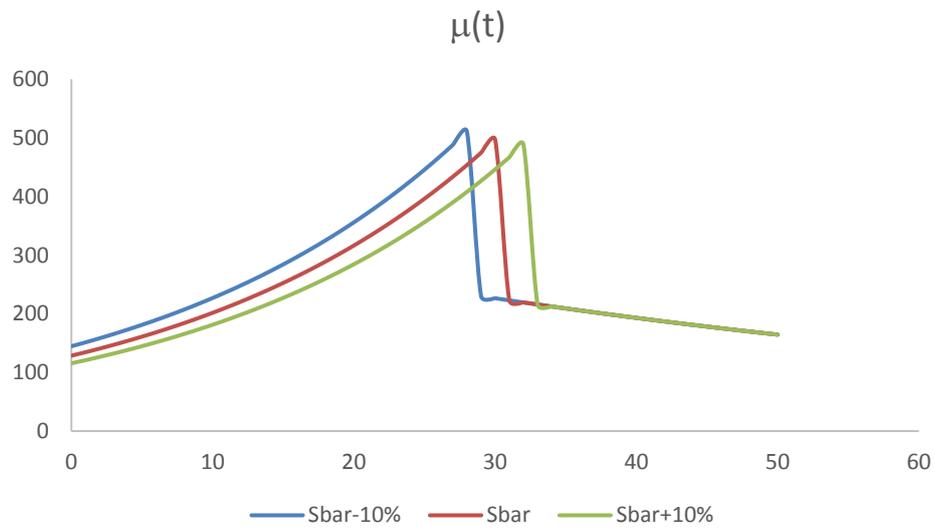


$\mu(t)$

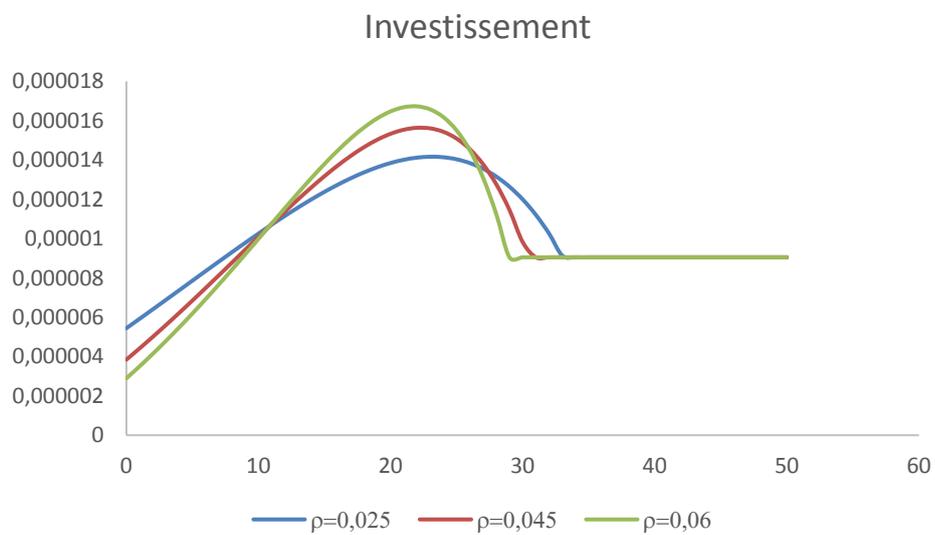


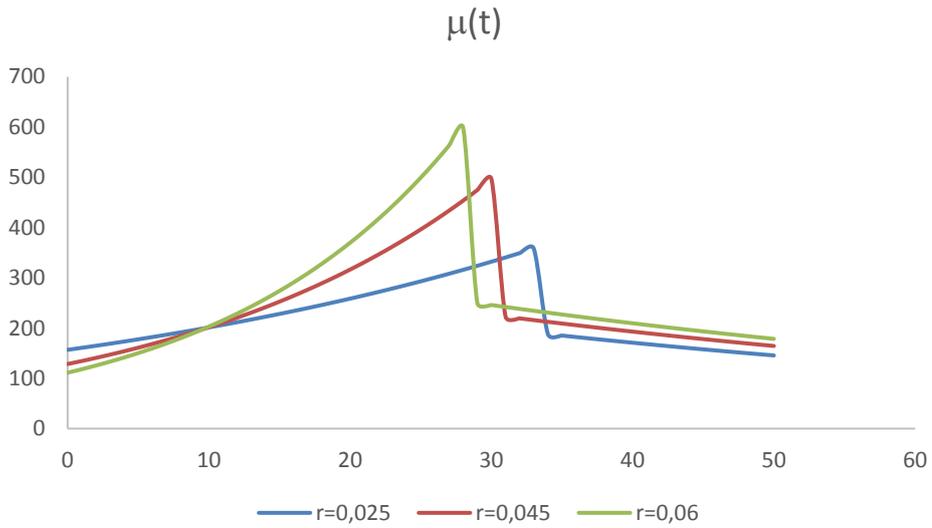
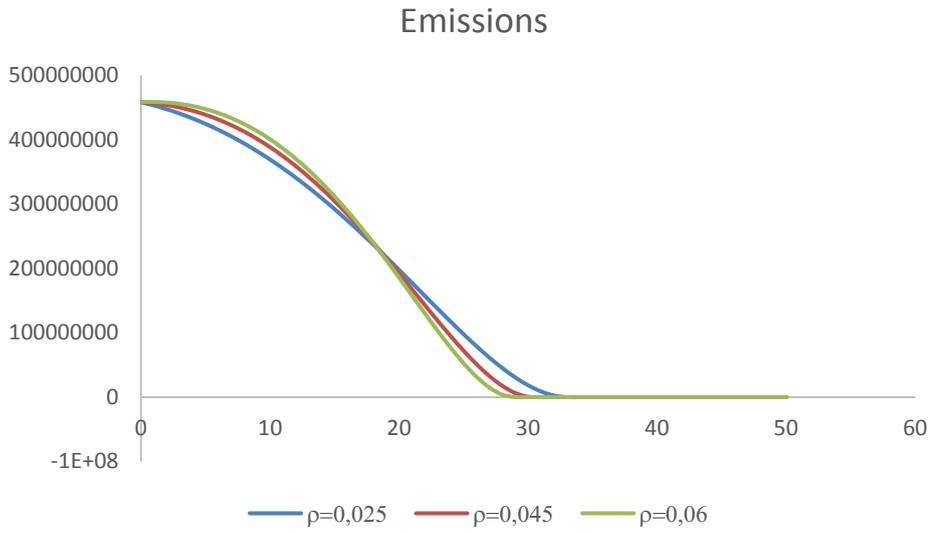
Sensibilité au budget carbone

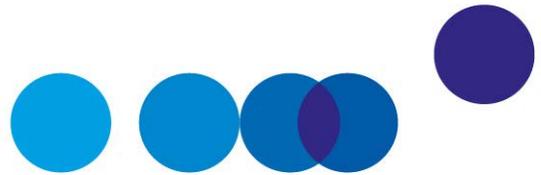




Sensibilité au taux d'actualisation







COMPLÉMENT 2

PENTE DE LA VALEUR TUTÉLAIRE DU CARBONE ET RÈGLE DE HOTELLING

Dominique Bureau¹

Les simulations réalisées par les différentes équipes de modélisation aboutissent en général à une valeur tutélaire du carbone croissant très fortement en fin de période, notamment entre 2040 et 2050, beaucoup plus vite que le taux d'actualisation retenu.

Cette configuration n'est pas totalement nouvelle. Les modélisations réalisées pour le rapport de 2009 trouvaient déjà ce type de profil. Mais cela avait moins retenu l'attention car l'horizon considéré alors pour en tirer des recommandations de politique économique se situait à plus court terme. Les objectifs de réduction fixés étaient aussi moins drastiques et le message principal demeurerait donc que, si l'action était engagée suffisamment tôt, l'objectif des 2 °C était tenable.

La question sensible alors était celle de l'acceptabilité d'un prix initial du carbone suffisamment ambitieux, avec un arbitrage, en début de période, entre prix initial et besoin ensuite de rattrapage. Les chiffres modérés de prix du carbone cités par le rapport Stern-Stiglitz s'inscrivent encore dans cette problématique, avec comme objectif de faire entrer le prix du carbone dans l'économie là où il demeure absent.

La nécessité d'aller rapidement vers des émissions nettes « zéro », compte tenu de l'épuisement accéléré de notre « budget carbone », justifie-t-elle un taux de croissance à long terme de la valeur marginale des coûts d'abattement qui serait supérieur à celui de la règle de Hotelling ? En théorie, la réponse est négative car celle-ci exprime fondamentalement que l'atténuation du risque climatique est un problème de stock, face

¹ Délégué général du Conseil économique pour le développement durable, conseiller scientifique à France Stratégie.

à un risque catastrophique : le déterminant du changement climatique et de ses impacts étant la concentration des gaz à effet de serre dans l'atmosphère, la question est d'assurer que le stock accumulé ne dépasse pas un seuil rédhibitoire.

Le problème étant ainsi exprimé, la règle de Hotelling suit : les efforts de réduction doivent être engagés par ordre de mérite, leur coût marginal croissant au rythme de l'actualisation comme pour une ressource épuisable. En effet, à la marge de la trajectoire optimale, on doit être indifférent à déplacer le profil des efforts entre deux instants, à stock final de GES inchangé. Mais, pour que le coût d'abattement total soit aussi inchangé, il faut donc que le coût marginal actualisé des efforts soit identique à chaque période. En conséquence, le renforcement de la contrainte sur le budget carbone ne devrait pas se traduire par un relèvement de la pente du prix du carbone mais par celui de son niveau initial.

De même, une réévaluation des potentiels des différentes technologies envisageables à long terme pourrait conduire à revoir à la baisse certains coûts des « backstops » (sous réserve que les cadres pour l'innovation et le déploiement industriel soient en place). Mais, à nouveau, l'impact serait sur le prix initial – ici à la baisse –, non sur la pente, qui est essentiellement déterminée par la structure des dommages.

Certes, le problème a été posé ci-dessus de manière excessivement schématique. Il faut prendre en compte les courbes d'apprentissage, la progressivité des dommages qui interviennent dès maintenant, introduire le risque et le souci de se ménager des options si les émissions négatives ne sont pas au rendez-vous, éviter de stimuler l'accélération de l'usage des fossiles avant que la fenêtre ne se referme, etc. Mais ceci n'amène qu'à corriger la règle de Hotelling, dont la logique demeure. De plus les corrections citées vont toutes dans le sens d'une réduction de la pente et d'un accroissement du prix initial.

Faut-il alors incriminer la manière dont les travaux de modélisation ont été spécifiés ? Il semble en effet que l'explosion de la VTC à long terme est associée à la contrainte qui a été fixée sur les émissions en fin de période. Cependant, celle-ci semble réaliste comme point de passage d'un scénario 2 °C (étant noté évidemment que celui-ci ne prend son sens que si la coopération internationale est renforcée « I will, if you will »).

De plus, s'il est exact que, si l'optimisation était réalisée en horizon infini, la contrainte sur le budget carbone serait suffisante, en revanche, ce n'est pas suffisant quand on optimise sur la sous-période allant d'aujourd'hui à 2050 : si l'on admet que l'essentiel des réductions à long terme ont pour conditions le déploiement de nouveaux équipements et infrastructures, l'optimisation à cet horizon doit prendre en compte comme contraintes, outre la part du budget carbone que l'on peut allouer à cette période, le stock de capital spécifique devant être disponible en 2050 (cf. Annexe).

En d'autres termes, il faut intégrer la valeur économique résiduelle de ces équipements, égale au coût d'avoir à les mettre en place sinon « instantanément » en 2050. En effet, si on ne considère que la contrainte sur le budget carbone, seuls les équipements pouvant être amortis d'ici 2050 seront mis en place, imposant alors un effort renforcé de réduction en début de période pour compenser.

On peut sans doute admettre par ailleurs : que ce type d'effort ne nécessitant pas d'investissements nouveaux sera saturé à cet horizon, la fixation du niveau d'émissions en 2050 est alors un bon proxy de la contrainte complémentaire à considérer ; et qu'en se fixant la durée pour l'atteindre, on s'est donné implicitement un budget carbone. Dans ses conditions, le problème d'optimisation à l'horizon 2050 semble correctement spécifié dans ses principes.

Certes, il faudrait sans doute vérifier plus avant la cohérence des chiffres (en s'assurant que les VTC finales apparentes « excessives » traduisent que les investissements correspondants ne devraient pas encore être amortis en 2050 et que ceci n'a été rendu possible qu'en mettant des prix artificiellement élevés du carbone à cet horizon). Plus généralement, le sens de ces pentes finales est sans doute à relativiser par rapport à l'exposé des conséquences qualitatives à en tirer, en matière de politique d'innovation et de coopération internationale.

Annexe : modèle simple de décarbonation

On considère deux sources d'abattements à chaque instant t :

-les premiers (A_t) nécessitant l'installation préalable d'un capital spécifique ($K_t = f(A_t)$ avec $f' > 0$ et $f'' > 0$),

-les seconds (B_t) nécessitant un coût $C(B_t)$ (avec $C' > 0$ et $C'' > 0$)

Soient E_t les émissions tendancielle à chaque instant, S le stock de GES dans l'atmosphère admissible et ρ le taux d'actualisation. Si on suppose que le capital « vert » peut être installé instantanément et ne se déprécie pas, le programme d'optimisation intertemporelle à résoudre est de minimiser les coûts d'abattements actualisés sous la contrainte du budget carbone à respecter. La trajectoire de développement des capacités d'abattements « profonds » est un résultat de ce programme, qui s'écrit :

$$\begin{aligned} \min K_0 + \int_0^{\infty} (C(B_t) + \dot{K}_t) e^{-\rho t} dt & \quad t \\ \text{sc } \int_0^{\infty} (E_t - B_t - A_t) dt \leq S & \end{aligned}$$

La trajectoire optimale correspondante de mobilisation et répartition des deux types d'efforts apparaît alors définie par le fait, qu'à tout instant où les émissions seront positives, on aura :

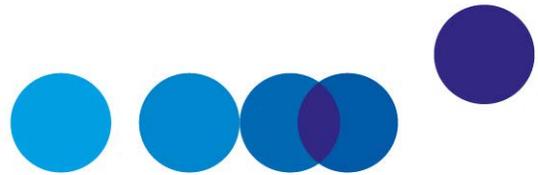
$$(1) \quad P e^{\rho t} = C'(B_t) = \rho f'(A_t)$$

avec P ajusté pour tenir la contrainte sur le budget carbone. Cette variable correspond à la valeur initiale pour la valeur tutélaire du carbone (VTC) et l'équation (1) est simplement la règle de Hotelling, qui s'applique à tous les types d'abattements (croissance de la VTC au taux d'actualisation).

Par ailleurs, sous les hypothèses faites, l'installation du capital « vert » suit la règle habituelle de rentabilité immédiate des projets : les bénéfices apportés par une capacité supplémentaire étant croissants et en l'absence de dépréciation, on compare simplement la valeur des réductions supplémentaires qu'ils permettent au coût d'anticipation du capital nécessaire pour les obtenir. Cependant, introduire des coûts d'ajustement, de la dépréciation ou de l'obsolescence technique modifierait le profil des efforts et la valeur initiale de la VTC mais non la pente de la VTC, qui reflète la structure des dommages (ie externalité de « stock »).

Si l'on ne considère qu'une sous-période $[0, T]$, il faut, pour retrouver cette trajectoire optimale, se donner les deux contraintes de stock : celle sur le budget carbone optimal à allouer à cette sous période ; et aussi une sur le stock de capital vert à mettre en place en fin de période. Sans cette dernière, l'accumulation du capital vert s'arrêterait en effet prématurément lorsqu'il apparaît que le capital supplémentaire ne pourrait être amorti à l'horizon de T : pour corriger cela, il faut compter la valeur résiduelle à cette date, égale au coût d'installation d'un montant équivalent de capital en fin de période, pour disposer ultérieurement de cette capacité d'abattement.

Mais on ne peut évidemment ignorer celle le budget carbone car, sinon, la mise en place des efforts serait retardée, seule la contrainte de flux en fin de période étant respectée. Sachant que le budget carbone au-delà de 2050 est évanescent, ceci signifierait in fine le dépassement du budget global.



COMPLÉMENT 3

ON THE EFFICIENT GROWTH RATE OF CARBON PRICE UNDER A CARBON BUDGET¹

Christian Gollier²

When an intertemporal carbon budget is imposed to fight climate change, abating emissions earlier has a social rate of return that is equal to the growth rate of the marginal abatement cost, i.e., of the carbon price. I use a normative version of asset pricing theory to determine the efficient level of the growth rate of expected carbon price in this Hotelling's framework under uncertainty. When future marginal abatement costs are negatively correlated with aggregate consumption, an immediate vigorous reduction in emissions provides a hedge against the macroeconomic risk borne by the representative agent. The growth rate of expected carbon price should therefore be smaller than the interest rate in that case, and the initial carbon price should be large. The opposite is true when this correlation is positive, and the Hotelling's rule applies as a limit case with independence. We calibrate a simple two-period version of the model by introducing infrequent macroeconomic catastrophes à la Barro in order to fit the model to observed assets pricing in the economy. From this numerical exercise, we recommend a growth rate of expected carbon price around 3.5% per year (plus inflation), which is much larger than the 1% equilibrium interest rate in our economy.

¹ The author wants to thank Ottmar Edenhofer, Simon Quemin, Alain Quinet, Kai Lessmann, Chuck Mason and Cees Withagen for particularly helpful comments, together with seminar participants at PIK (Potsdam) and at the 5th annual Conference of FAERE. The research leading to this paper has received indirect funding from Engie, EDF, Total, SCOR through TSE research contracts, and from the Chair "Sustainable Finance and Responsible Investments" at TSE.

² Toulouse School of Economics, University of Toulouse-Capitole.

Keywords: Uncertain mitigation cost, marginal abatement cost, Hotelling's rule, consumption-based CAPM. *JEL codes:* Q54, D81, G12.

Introduction

Global warming is a global externality that should be managed by imposing a uniform carbon price equaling the discounted marginal climate damage of carbon dioxide.³ Because ecological and economic systems are expected to be more stressed in the future, the estimate of this social cost of carbon is expected to grow over time.⁴ For example, using a 3% discount rate, the U.S. administration published a scientific report (Interagency Working Group on the Social Cost of Greenhouse Gases (2013, Revised August 2016)) based on this cost-benefit approach that recommends a price of 42 dollars per ton of CO₂ in 2020, growing to 69 dollars in 2050. This yields a growth rate of 0.7% per year.

Given the overwhelming difficulty to estimate the flow of marginal damages generated by greenhouse gases, this cost-benefit approach to carbon pricing tends to be replaced by a cost-efficiency approach in which a concentration target is exogenously determined.⁵ Given the current state of the atmosphere, this concentration target can be translated into an exogenous intertemporal carbon budget. Determining the optimal timing to consume this carbon budget is a problem equivalent to the Hotelling's problem of extracting a non-renewable resource (Hotelling (1931)). This implies that, under certainty, the price of carbon should grow at the interest rate. The intuition of this result is simple: If future marginal abatement costs are perfectly known today, reallocating the carbon budget intertemporally is a safe. In particular, a marginal increase in the abatement effort today that is compensated by an equivalent reduction of the abatement in the future⁶ is a safe investment project that we hereafter call "abatement frontloading". It costs the marginal abatement cost today and that generates a future benefit equaling the future marginal abatement cost. Thus, it yield a return that is equal to the growth rate of the marginal abatement cost, i.e., of the carbon price. The evaluation and implementation decision of this safe investment project should be treated as for any other safe projects in the economy. In particular, its equilibrium return, which is the growth rate of carbon price, should be equal to the interest rate. And the discount rate that should be used to

³ See for example Gollier and Tirole (2015) for a recent policy paper on this issue.

⁴ Van der Ploeg and Withagen (2014) provide an analysis of the determinants of the growth rate of the social cost of carbon in a Ramsey growth model with an exhaustible fossil resource, an infinitely elastic supply of renewables and a convex climate damage function under certainty.

⁵ For a discussion about the uncertainty surrounding the climate damage function, see for example Pindyck (2013). The use of a carbon budget has also been promoted by incentive schemes based on emissions targets, such as the Kyoto Protocole and the various markets for carbon permits that exist now around the world.

⁶ In this introduction, we assume for simplicity that there is no natural decay of carbon dioxide in the atmosphere.

evaluate the social benefit of the intertemporal reallocation of the carbon budget should also be the interest rate. These are the two faces of the same coin, since entrepreneurs and investors active on the market for emission permits will use the interest rate as the discount rate to evaluate the abatement frontloading strategy if they are confronted to a cost of capital equaling the interest rate. Private and public interests will be aligned.⁷

But in the long term, the evolution of abatement costs is fundamentally uncertain, together with the evolution of the carbon budget and with the emissions in the business-as-usual scenario. Nobody really knows today what will be the cost of abatement associated to wind or solar energy in 30 years. And deep uncertainties surround future electricity storage technologies and nuclear fusion for example. The extraordinary large uncertainty surrounding the emergence of economically viable renewable systems of energy is an inherent dimension of the energy transition. One should also recognize that scientific discoveries in the future could induce us to revise the carbon budget downwards or upwards. This implies that modelers around the world face enormous challenges to implement this cost-efficiency approach to carbon pricing. In this paper, we focus the analysis on how uncertainty affects the efficient rate of growth of the carbon price. Proponents of the precautionary principle claim that this uncertainty should induce us to implement strong immediate actions to reduce emissions. This suggests that uncertainty should push carbon prices up in the short run, thereby allowing for a reduction of the growth rate of carbon price to satisfy the carbon budget.⁸

Because abatement frontloading is risky when the evolution of abatement cost is uncertain, asset pricing theory tells us that its expected return should not necessarily be equal to the interest rate at equilibrium. A positive or negative risk premium should be included to the growth rate of carbon price in order to take account of the impact of the climate policy on the macroeconomic risk. Suppose for example that marginal abatement costs are negatively correlated with aggregate consumption. In that context, the future benefit of abating early is also negatively linked to economic growth, and performing this investment reduces the macroeconomic risk. Fighting climate change early has the extra benefit to hedge the macro risk in that case. This climate policy should be promoted by imposing a large initial carbon price, and a low growth rate of this expected price. The main message of this paper is that the growth rate of expected carbon price should be smaller (larger) than the interest rate whenever the marginal abatement cost is negatively (positively) correlated to aggregate consumption. This policy provides the right price signal for private investors in renewables technologies to take account of the impact of

⁷ Chakravorty et al. (2006) and Chakravorty et al. (2008) reexamined the Hotelling's problem of optimal extraction of nonrenewable resources with a carbon budget under certainty when different resources differ in their extraction costs and pollution intensities.

⁸ Another reason for doing more efforts earlier is that governments face a credibility issue about their long-term commitments. Laffont, J. and J. Tirole (1996) take this question seriously by proposing a commitment device based on forward financial contracts.

their decisions on social welfare, as is the case on efficient financial markets for other investment projects.

Our approach to this problem is based on the Consumption-based Capital Asset Pricing Model (CCAPM) of Breeden (1979), Lucas (1978) and Rubinstein (1976) to assure the coherence between carbon pricing and the pricing of other assets in the economy. We solve the classical asset pricing puzzles (Mehra and Prescott (1985), Weil (1989) and Kocherlakota (1996)) by introducing catastrophes in the growth process, as suggested by Barro (2006). In this framework, we show that the beta of abatement frontloading is the income-elasticity of marginal abatement costs. Multiplying this beta by the equilibrium aggregate risk premium tells us by how much the growth rate of expected carbon price should differ from the equilibrium interest rate.

It remains thus to characterize the determinants of this "carbon beta".⁹ We show in the second part of this paper that the sign of this carbon beta is generally ambiguous. But three elements matter to determine this sign. Suppose first that the evolution of green technologies is the main source of long-term uncertainty in the economy. In that case, assuming a positive link between total and marginal abatement costs, the occurrence of an optimistic scenario with strong green innovations will imply at the same time a low marginal abatement cost and a large aggregate consumption (because of the low cost of fighting climate change). Thus, when the main source of uncertainty is technological, a negative carbon beta prevails, yielding an efficient growth rate of expected carbon price below the interest rate.

Consider a second context in which the main source of uncertainty is about economic growth. Assuming a convex abatement function, the occurrence of a large growth scenario implies more emissions under business-as-usual. This implies more abatement efforts and thus a larger marginal abatement cost. In this second context, one should expect a positive correlation between marginal abatement cost and aggregate consumption. This positive correlation is in line for example with the crash of the price of emission permits observed on the EU-ETS market during the subprime and eurozone crises during the last decade. The traditional explanation is based on the glut of carbon credits due to the low emission intensity during these crises.¹⁰ Under such a positive correlation, one should impose a growth rate of expected carbon price larger than the interest rate (and a low initial carbon price). In the third context, suppose that the carbon budget is the main source of uncertainty. If it happens that the carbon budget is larger than expected, the marginal abatement cost will be low (because of the convexity of the

⁹ Dietz et al. (2018) estimated another concept of a climate beta that based on a cost-benefit analysis as in the DICE model. The approach used in this paper is alternatively based on a cost-efficiency analysis in which the carbon budget is exogenously fixed.

¹⁰ Although the estimated correlation between carbon prices on the EU-ETS market and quarterly growth rate of GDP in the EU28 is positive, it is not statistically significant.

abatement function) and consumption will be large (because of the low total abatement cost). This negative carbon beta implies that one should impose a growth rate of expected carbon price smaller than the interest rate in that case.

1. The efficient growth rate of expected carbon price

In this section, we examine a simple dynamic model of exogenous growth and technological uncertainty. Consider an economy with a fixed carbon budget. Suppose that this carbon budget has been allocated intertemporally in an optimal way. We determine the properties of the schedule of carbon prices that supports this optimum. In the spirit of the CCAPM, suppose that the economy has a representative agent whose rate of pure preference for the present is ρ . The von Neumann-Morgenstern utility function u of the representative agent is increasing and concave. Along the optimal path, the consumption per capita $C_t|_{t \geq 0}$ evolves in a stochastic way.

In the constellation of investment opportunities existing in the economy, consider a marginal project that yields a cost I_0 today and generates a single benefit B_t at date t , where B_t is potentially uncertain and statistically related to stochastic process governing aggregate consumption. At the margin, investing in this project raises the discounted expected utility of the representative agent by

$$\Delta V = -I_0 u'(C_0) + e^{-\rho t} E[B_t u'(C_t)] = u'(C_0) \times NPV, \quad (1)$$

with

$$NPV = -I_0 + e^{-r_t t} E[B_t] \quad (2)$$

and

$$e^{-r_t t} = e^{-\rho t} \frac{E[B_t u'(C_t)]}{u'(C_0) E[B_t]}. \quad (3)$$

This means that the increase in the representative agent's intertemporal welfare generated by the project is proportional to its Net Present Value (NPV) when using the appropriate risk-adjusted discount rate r_t to discount the project's expected future benefit. This supports the use of the NPV rule to evaluate the investment project. The efficient discount rate defined by equation (3) depends upon the risk profile of the project and its maturity. Notice also that along the optimal path, all socially desirable investments must have been implemented so that $NPV = 0$ is an equilibrium condition, yielding the property that $\exp(r_t t)$ be equal to EB_t / I_0 , which is the expected gross rate of return of

the project. In other words, the socially desirable discount rate of an asset must also be its expected rate of return at equilibrium. Because entrepreneurs implementing the project must compensate stakeholders by offering this return in expectation, this induces them to invest in it only if its expected return is larger than r_t . This is equivalent to using r_t as the discount rate to evaluate the project. This is an illustration of the first theorem of welfare economics.

We apply this classical justification of the efficient risk-adjusted discount rates and of equilibrium expected returns to three specific assets. Consider first the case in which the future benefit is certain, or more generally when it is independent of C_t . This yields the risk-free discount rate r_{ft} , i.e., the interest rate, which is defined as follows:

$$\exp(-r_{ft}t) = \exp(-\rho t) \frac{E[u'(C_t)]}{u'(C_0)}. \quad (4)$$

Similarly, the risk-adjusted discount rate r_{ct} to discount a claim on aggregate consumption must satisfy the following efficiency condition:

$$\exp(-r_{ct}t) = \exp(-\rho t) \frac{E[C_t u'(C_t)]}{u'(C_0) E[C_t]}. \quad (5)$$

The systematic risk premium π_t is the extra expected rate of return of a claim on aggregate consumption over the interest rate that must compensate agents who accept to bear the macroeconomic risk:

$$\pi_t = r_{ct} - r_{ft}. \quad (6)$$

It is easy to check that π_t is positive at equilibrium under risk aversion.

Finally, consider an investment consisting in abatement frontloading: One increases the abatement effort today by one ton of carbon dioxide. This allows for abating $\exp(-\delta t)$ less tons of carbon dioxide in t years, where δ is the rate of decay of carbon dioxide. This implies that the concentration of CO₂ is unaffected by this intertemporal reallocation at any time after date t . Because the initially optimal allocation satisfies the carbon budget constraint, this new allocation does also satisfy this constraint. Let $A'_t|_{t \geq 0}$ denote the dynamics of marginal abatement costs along the optimal allocation of climate efforts. This investment yields an initial cost $I_0 = A'_0$ and generates a future benefit $B_t = \exp(-\delta t)A'_t$. Therefore, it is socially desirable that this benefit be discounted at rate g satisfying the following condition:

$$\exp(-g_t t) = \exp(-(\delta + \rho)t) \frac{E[A'_t u'(C_t)]}{u'(C_0)E[A'_t]} \quad (7)$$

If the climate policy is decentralized through a market for emission permits, marginal abatement costs will be equalized across firms and individuals, and will be equal to the equilibrium carbon price p_t . Remember now that g_t can also be interpreted as the equilibrium expected return: $\exp(g_t t)$ must be equal to EA'_t / A'_0 , i.e., to Ep_t / p_0 . This means that g_t is the efficient growth rate of expected carbon price.

Combining equations (4), (7) and $\exp(g_t t) = Ep_t / p_0$ yields

$$\frac{Ep_t}{p_0} = \exp((r_{ft} + \delta)t) \frac{E[A'_t]E[u'(C_t)]}{E[A'_t u'(C_t)]},$$

or, equivalently,

$$\frac{1}{t} \log \left(\frac{Ep_t}{p_0} \right) = r_{ft} + \delta + \frac{1}{t} \log \left(\frac{E[A'_t]E[u'(C_t)]}{E[A'_t u'(C_t)]} \right). \quad (8)$$

The left-hand side of this equality is the annualized growth rate of expected carbon price between dates 0 and t . Suppose first that A'_t is constant, or more generally, statistically independent of C_t . In that case, the last term in the right side of this equality vanishes. This implies that the efficient growth rate of (expected) carbon price must be equal to the sum of the interest rate and the rate of natural decay of carbon dioxide in the atmosphere. This is the well-known Hotelling's rule adapted to carbon pricing under a fixed intertemporal carbon budget (Schubert (2008)).

More generally, equation (8) tells us that g_t is larger or smaller than $r_{ft} + \delta$ depending upon whether the last term in the right-hand side of this equality is positive or negative. At this stage, let us characterize the uncertainty by a set of possible states of nature and an associated probability distribution on these states. A random variable is a function of the state of nature. Two random variables (X, Y) are said to be comonotone if for any pair (s, s') of states of nature, $(X(s) - X(s'))(Y(s) - Y(s'))$ is non-negative. Comonotonicity is a strong form of positive correlation. Anti-comonotonicity is defined symmetrically. Suppose now that A'_t and C_t are comonotone. Because u' is decreasing, this implies that A'_t and $u'(C_t)$ are anti-comonotone. By the covariance rule (Gollier (2001), Proposition 15), this implies that $E[A'_t u'(C_t)]$ is smaller than $E[A'_t]E[u'(C_t)]$. This implies that the last term of the right-hand side of the above equation is positive. This means in turn that the growth

rate of expected carbon price is larger than $r_{ft} + \delta$. This demonstrates the following result.

Proposition 1. The growth rate of the expected carbon price that supports the optimal temporal allocation of abatement efforts is larger (smaller) than the sum of the interest rate and the rate of decay of carbon dioxide if the marginal abatement cost and aggregate consumption are (anti-) comonotone.

From the social point of view, facing a positive correlation between marginal abatement costs and aggregate consumption is good news. It means that the worst-case scenarios in terms of abatement costs arise when aggregate consumption is large, i.e., when the marginal abatement effort has a smaller utility impact. This means abating more in the future reduces the macroeconomic risk. It raises the collective willingness to postpone abatement efforts. In a decentralized economy, this is translated into increasing the incentive to do so by selecting a growth rate of expected carbon price larger than the sum of the interest rate and the rate of natural decay. From the individual point of view, as long as some abatement efforts are implemented today, investors who implement the abatement frontloading must be compensated for the fact that the benefit of doing so (compared to late renewable adopters) has a positive beta, in the sense that the return of this investment is smaller when other assets also perform poorly in the economy. Because the return of abatement frontloading is the growth rate of carbon price, this compensation takes the form of a growth rate of expected carbon price larger than the sum of the interest rate and the rate of natural decay.

Let us now consider the following special case. Suppose that relative risk aversion is a constant γ . Suppose also that aggregate consumption and marginal abatement costs evolve according to the following stochastic process:

$$dc_t = \mu_c dt + \sigma_c dz_t \quad (9)$$

$$da'_t = \mu_p dt + \phi \sigma_c dz_t + \sigma_w dw_t, \quad (10)$$

with $c_t = \log C_t$ and $a'_t = \log A'_t$, and where z_t and w_t are two independent standard Wiener processes.¹¹ This means that the logarithm of aggregate consumption and marginal costs are jointly normally distributed. Parameters μ_c and σ_c are respectively the trend and the volatility of consumption growth. The trend of growth of the marginal abatement cost, and thus of the carbon price, is given by parameter μ_p . The volatility of

¹¹ Without loss of generality, I normalize C_0 and A'_0 to unity.

the marginal abatement cost has an independent component σ_w and a component coming from its correlation with economic growth. Notice that ϕ can be interpreted as the elasticity of marginal abatement costs to unanticipated changes in aggregate consumption.

The following proposition can be interpreted as an application of the Consumption-based CAPM. We provide a formal proof of this proposition in the Appendix.

Proposition 2. Suppose that relative risk aversion is constant and that the logarithms of aggregate consumption and marginal abatement costs follow a bivariate Brownian process. Then, the growth rate of the expected carbon price that supports the optimal temporal allocation of abatement efforts must be equal to the sum of three terms:

- δ : the rate of natural decay of greenhouse gas in the atmosphere;
- r_f : the interest rate in the economy;
- $\phi\pi$: the abatement risk premium, which is the product of the income-elasticity of marginal abatement cost by the aggregate risk premium in the economy.

In short, we have that

$$g = \delta + r_f + \phi\pi, \quad (11)$$

where the interest rate r_f and the aggregate risk premium π are characterized in the Appendix. This result tells us that the CCAPM risk premium for carbon permits holds with a CCAPM "carbon beta" being equal to the income-elasticity ϕ of the marginal abatement cost. This is related to Proposition 1 in which the statistical relationship between marginal abatement costs and aggregate consumption is summarized by ϕ . An immediate consequence of Proposition 2 is described in the following corollary.

Corollary 1. Under the assumptions of Proposition 2, the growth rate of expected carbon price should be larger (smaller) than the sum of the interest rate and the rate of decay of carbon dioxide if the income-elasticity of marginal abatement costs is positive (negative).

Under the stochastic process (9)-(10), the estimation of the key parameter ϕ is rather simple. Indeed, this system implies that

$$\Delta \log(A'_t) = a + \phi \Delta \log(C_t) + \varepsilon_t, \quad (12)$$

where $\Delta \log(A'_t)$ and $\Delta \log(C_t)$ are respectively changes in log marginal cost and in log consumption, and ε_t is an independent noise that is normally distributed. This means

that the OLS estimator of the slope of this linear equation is an unbiased estimator of the income-elasticity of the marginal abatement cost that must be used to determine the efficient growth rate of expected carbon price. The beauty of Proposition 2 compared to Proposition 1 is to provide a quantification of the effect of uncertainty on the efficient growth rate of the expected carbon price. When the assumptions of Proposition 2 are not satisfied, equation (11) can be obtained as an approximation where ϕ is the local estimation of the income-elasticity of the marginal abatement cost along the optimal path.

2. The determinants of the income-elasticity of marginal abatement costs in a simple two-period model

Proposition 2 provides a simple characterization of the efficient growth rate of expected carbon price that relies on the income-elasticity of the marginal abatement cost. In this section, we explore the determinants of this income-elasticity. Because the current and future marginal abatement costs depend upon which intertemporal abatement strategy is used, this characterization requires solving the intertemporal carbon allocation problem. This cannot be easily done in a continuous-time framework. In this section, we solve this problem in a simple two-period framework. Suppose that the carbon budget constraint covers only two periods, $t = 0$ and 1. The production of the consumption good is denoted Y_0 and Y_1 for periods 1 and 2 respectively, where Y_1 is uncertain in period 0. The carbon intensity of the economy in the business-as-usual scenario in period t is denoted $Q_t \geq 0$, so that $Q_t Y_t$ tons of carbon dioxide are emitted in period t under this scenario. The country is committed not to exceed a total emission target T for the two periods. As stated for example in the Paris Agreement, the long-term carbon budget allocated to the countries could be modified depending upon new scientific information about the intensity of the climate change problem for example. In our model, this means that, in period 0, there may be some uncertainty about what the intertemporal carbon budget T will be in the future.

Compared to the business-as-usual scenario, the country must choose how much to abate in each period. Let K_t denote the number of tons of carbon dioxide abated in period t , so that one can write the carbon budget constraint as follows:

$$e^{-\delta} (Q_0 Y_0 - K_0) + Q_1 Y_1 - K_1 \leq T, \quad (13)$$

where δ is the rate of natural decay of carbon dioxide in the atmosphere. We hereafter assume that this carbon budget constraint is always binding, so that we can rewrite the abatement in period 1 as a function of the other variables:

$$K_1 = K_1(K_0, Y_1, T) = e^{-\delta} (Q_0 Y_0 - K_0) + Q_1 Y_1 - T. \quad (14)$$

Because Y_1 and T are potentially uncertain, so is the abatement effort K_1 in period 1 that will be necessary to satisfy the intertemporal carbon budget constraint.

Abating is costly. Let $A_0(K_0)$ and $A_1(K_1, \theta)$ denote the abatement cost function in periods 0 and 1 respectively. We assume that A_t is an increasing and convex function of K_t . In order to allow for technological uncertainty, A_1 is a function of parameter θ , which is unknown in period 0. Consumption in period t is $C_t = Y_t - A_t$.

The problem of the social planner is thus to select the abatement strategy (K_0, K_1) to maximize the intertemporal welfare function subject to the carbon budget constraint:

$$\max_{K_0, K_1} H(K_0, K_1) = u(Y_0 - A_0) + e^{-\rho} E[u(Y_1 - A_1)] \quad s.t. \quad (14). \quad (15)$$

The first-order condition of this problem is written as follows:

$$A'_0 u'(Y_0 - A_0) = e^{-\rho - \delta} E[A'_1 u'(Y_1 - A_1)], \quad (16)$$

where A'_t denote the partial derivative of the total abatement cost function with respect to abatement K_t .

We know from Proposition 1 that the growth rate of the expected carbon price is larger (smaller) than the interest rate when the marginal abatement cost and aggregate consumption are (anti-)comonotone. In the remainder of this section, we examine various special cases that highlight some of the factors that determine whether the growth rate of expected carbon price should be larger or smaller than the interest rate plus the rate of natural decay of carbon dioxide. Suppose first that the only source of uncertainty in the economy is related to the exogenous growth of production Y_1 . In particular, this means that θ is certain, i.e., there is no uncertainty about the green technological progress. It also means that there is no uncertainty about the intertemporal carbon budget allocated to the country. The only source of correlation between A'_1 and C_1 comes from the fact that both random variables covary with Y_1 . In that case, we have that

$$\frac{\partial A'_1}{\partial Y_1} = Q_1 A''_1(K_1, \theta),$$

which is positive. We also have that

$$\frac{\partial C_1}{\partial Y_1} = 1 - Q_1 A'_1(K_1, \theta).$$

We hereafter assume that $Q_1 A'_1$ is smaller than unity. Although it is restrictive, this condition is intuitive, since it means that more production growth cannot be a bad news, in spite of the increased abatement effort necessary to compensate the extra emission generated by this production. $Q_1 A'_1$ is the increased abatement cost necessary to compensate for the increased production growth in the business-as-usual scenario. This condition states that production growth always increases consumption, even after taking account of the increased abatement effort to compensate for it under the intertemporal carbon constraint. Thus, under this condition, the marginal abatement cost and aggregate consumption are comonotone. Using Proposition 1, this demonstrates the following proposition.

Proposition 3. Suppose that the growth of aggregate production Y_1 is the only source of uncertainty in the economy, and that $Q_1 A'_1$ is smaller than unity. Then, it is socially desirable that the growth rate of expected carbon price be larger than the sum of the interest rate and the rate of decay of CO_2 .

A similar exercise can be done in a context where the only source of uncertainty is related to the intertemporal budget constraint T . In that case, a larger budget T implies a smaller abatement effort, and thus a larger share of production available for consumption rather than for abatement efforts. At the same time, because of the convexity of the cost function, the marginal abatement cost is smaller. Thus, aggregate consumption and marginal abatement cost are anti-comonotone. This yields the following result.

Proposition 4. Suppose that the intertemporal carbon budget T is the only source of uncertainty in the economy. Then, it is socially desirable that the growth rate of expected carbon price be smaller than the sum of the interest rate and the rate of decay of CO_2 .

Suppose finally that the only source of uncertainty is about θ , which is related to the speed of green technological progress. Suppose that an increase in θ implies a reduction in both the total and the marginal abatement costs, i.e., that for all (K_1, θ) ,

$$\frac{\partial A_1(K_1, \theta)}{\partial \theta} \leq 0 \quad \text{and} \quad \frac{\partial^2 A_1(K_1, \theta)}{\partial K_1 \partial \theta} \leq 0. \tag{17}$$

A possible illustration is when marginal abatement cost is an uncertain constant, i.e., when $A_1(K_1, \theta)$ is equal to $\alpha + g(\theta)K_1$ with $g' \leq 0$, a case examined by Baumstark and Gollier (2010). In that case, a small θ means at the same time a large marginal abatement cost and a large total abatement cost, and thus a low aggregate consumption. Thus, A'_1 and C_1 are anti-comonotone, thereby demonstrating the following proposition.

Proposition 5. Suppose that the speed of green technological progress θ is uncertain. If total and marginal abatement costs are comonotone (condition (17)), it is socially desirable that the growth rate of expected carbon price be smaller than the sum of the interest rate and the rate of decay of CO₂.

Up to this point, we only characterized the impact of uncertainty on the optimal growth rate of the carbon price. A more complete analysis would be to characterize its effect on the optimal abatement effort in the first period. This is a more difficult question. In order to address it, let us simplify the problem by assuming that the marginal abatement cost in period 1 is constant but potentially uncertain: $A_1(K_1, \theta) = \theta K_1$. In that case, aggregate consumption in period 1 equals

$$C_1 = Y_1 - \theta \left(e^{-\delta} (Q_0 Y_0 - K_0) + Q_1 Y_1 - T \right).$$

Observe that in that case, the first period abatement K_0 has a role similar to saving in the standard consumption-saving problem. Each ton of CO₂ "saved" in the first period generates an increase in consumption by $R = \exp(-\delta)\theta$ in the second period, where R can be interpreted as the rate of return of savings. Suppose first that θ is certain. It is well-known in that case that the uncertainty affecting future incomes raises optimal (precautionary) saving if and only if the individual is prudent (Drèze and Modigliani (1972), Leland (1968), Kimball (1990)).¹² Applying this result to our context directly yields the following proposition. Notice that because the marginal abatement cost is certain, it must grow at the interest rate in this case.

Proposition 6. Suppose that $A_1(K_1, \theta) = \theta K_1$ and that the marginal abatement cost θ is a known constant. Increasing risk on future production Y_1 or on the intertemporal carbon budget T increases the initial abatement effort K_0 if and only if the representative agent is prudent.

¹² An individual is prudent if and only if the third derivative of u is positive.

When the marginal abatement cost is uncertain, the future return of abating more today becomes uncertain in that case. By risk aversion, this reinforces the willingness to abate in the first period because it also reduces the risk borne in the second period. Because of this second effect, prudence is sufficient but not necessary in this case.

Proposition 7. Suppose that $A_1(K_1, \theta) = \theta K_1$ and that the marginal abatement cost θ is the only source of uncertainty. Increasing the risk affecting θ raises the initial abatement effort K_0 if the representative agent is prudent.

Proof: Consider two random variables, θ_1 and θ_2 , where θ_2 is riskier than θ_1 in the sense of Rothschild and Stiglitz (1970). Let $G_i(K_0) = H_i(K_0, K_1(K_0, Y_1, T))$ denote the corresponding objective function, as described by (15). Let K_{0i} denote the optimal initial abatement under distribution θ_i of the marginal abatement cost. The optimal abatement effort K_{01} under the initial uncertainty θ_1 satisfies the first-order condition

$$A'_0(K_{01})u'(Y_0 - A_0(K_{01})) = \beta E[\theta_1 u'(Y_1 - \theta_1 K_{11})], \quad (18)$$

where K_{11} is the optimal abatement effort in period 1 under the initial risk θ_1 , i.e., $K_{11} = K_1(K_{01}, Y_1, T)$. Because G_2 is concave in K_0 , we obtain that K_{02} is larger than K_{01} if and only if $G'_2(K_{01})$ is positive. Using condition (18), this condition can be written as follows:

$$E[\theta_2 u'(Y_1 - \theta_2 K_{11})] \geq E[\theta_1 u'(Y_1 - \theta_1 K_{11})]. \quad (19)$$

This is true for any Rothschild-Stiglitz risk increase if and only if function v is convex, where $v(\theta)$ equals $\theta u'(Y_1 - \theta K_{11})$ for all θ in the joint support of θ_1 and θ_2 . It is easy to check that

$$v''(\theta) = -2K_{11}u''(Y_1 - \theta K_{11}) + \theta K_{11}^2 u'''(Y_1 - \theta K_{11}). \quad (20)$$

Because K_{11} is positive and u'' is negative, we see that v is convex when u''' is positive.

3. Calibration

In this section, we calibrate the two-period model described in the previous section. A standard approach to climate policy in the western world is based on the hypothesis that the energy transition should be performed within the next 3 decades in order to remain below the 2 °C objective. We follow for example Metcalf (2018) to decompose the next 3 decades into two periods of 15 years, 2021-2035 and 2036-2050. We examine the case of the European Union (EU-28). We hereafter describe the calibration of this model. We assume a rate of pure preference for the present equaling $\rho = 0.5\%$ per year, and a constant relative risk aversion of $\gamma = 3$.

3.1. Economic growth

The current annual GDP of EU-28 is around 19,000 billions USD (GUS\$). Assuming an annual growth rate of 1.4% per year over the period 2021-2035 yields a total production for this first period estimated at $Y_0 = 315,000$ billions USD. The production Y_1 of the second period is uncertain. A key element of this paper is that the recommended returns of green investments are compatible with the equilibrium returns of other assets in the economy, and with intertemporal social welfare. However, as is well-known, the CCAPM model that we use in this paper has been unable to predict observed asset prices when beliefs are normally distributed as assumed in Section sec CCAPM. This model yields an interest rate that is too large and an aggregate risk premium that is too low.¹³ In this paper, we use the resolution of these asset pricing puzzles that has been proposed by Barro (2006), who recognized the possibility of infrequent large recessions that are not well represented in U.S. growth data. We follow the calibration proposed by Martin (2013). The production in the first period of 15 years is normalized to unity. The change in log production during the second subperiod is equal to the sum of 15 independent draws of an annual growth rate x_i whose distribution compounds two normally distributed random variables:

$$\log\left(\frac{Y_1}{Y_0}\right) = \sum_{i=1}^{15} x_i \quad (21)$$

$$x_i \sim (h_{bau}, 1-p; h_{cat}, p) \quad (22)$$

$$h_{bau} \sim N(\mu_{bau}, \sigma_{bau}^2) \quad (23)$$

¹³ See for example Kocherlakota (1996) and Cochrane (2017).

$$h_{cat} \sim N(\mu_{cat}, \sigma_{cat}^2). \quad (24)$$

With probability $1 - p$, the annual growth rate is drawn from a "business-as-usual" normal distribution with mean μ_{bau} and volatility σ_{bau}^2 . But with a small probability p , the annual growth rate is drawn from a "catastrophic" normal distribution with a large negative μ_{cat} and a large volatility σ_{cat}^2 . In Table 1, we describe the value of the parameters of the model that are used as a benchmark. The order of magnitude of the parameters of the production growth process is in the range of what has been considered by Barro (2006) and Martin (2013). The annual probability of a macroeconomic catastrophe is fixed at 1.7%, and the expected annual drop in production is assumed to be 35% in that case. The calibration of these parameters is detailed in Table 1. It yields an annual trend of growth of 1.37% and an expected production of $Y_1 = 387,000$ billions USD (GUS\$) in the second period.

3.2. Emissions and decay

The EU-28 currently emits 4.4 GtCO₂e per year. Under the Business-As-Usual (BAU), we assume that this flow is maintained over each of the 15 years of the first period, implying 66 GtCO₂e emitted in this scenario. When compared to the production Y_0 estimated above, this yields a carbon intensity of $Q_0 = 2.10 \times 10^{-4}$ GtCO₂e/GUS\$. Even without any mitigation policy, the world economy have benefitted from a natural reduction of the energy intensity of its global production over the recent decades. According to Clarke et al. (2014), the average of decline of the energy intensity has been approximately 0.8% per year. This is why we assume in this calibration exercise that the carbon intensity in the second period goes down to $Q_1 = 1.85 \times 10^{-4}$ GtCO₂e/GUS\$ in the BAU. This implies an expected total emission of around 72 GtCO₂e in the second period in the BAU.

There exists an intense debate about the half-life of carbon dioxide in the atmosphere, and thus on its rate of natural decay. It appears that the carbon cycle is highly non linear, and involves complex interactions between the atmosphere and different layers of the oceans. The existing literature on the half-life of carbon dioxide offers a wide range of estimates, from a few years to several centuries.¹⁴ We conservatively assume a rate of natural decay of CO₂ in the atmosphere of 0.5% per year. This implies a total expected emission net of the natural decay for the European Union over the period 2021-2050 in the BAU around 133 GtCO₂e.

¹⁴ For a survey on this matter, see Archer et al. (2009).

3.3. Carbon budget

In the fifth report of the IPCC (Clarke et al. (2014)), it is estimated that a 450 ppm concentration of greenhouse gases should not be exceeded in order to achieve the goal of not exceeding a 2 °C increase in temperature compared to the pre-industrial age. That implied a remaining carbon budget around 950 GtCO₂e. Given that we have emitted around 40 Gt of greenhouse gases per year since then, we assume that this global carbon budget has now been reduced to 750 Gt. There is a debate about how to share this total carbon budget among the different countries. Let us take the conservative (and ethically sounded) approach of sharing the budget on a per capita basis. Because the European Union is home for roughly 7% of the world population, we assume that EU-28 should be allocated a carbon budget of approximately 50 GtCO₂e. Let us further assume that four-fifth of this budget could be consumed between 2021 and 2050. This gives an expected carbon budget for EU-28 for that period equalling $\mu_T = 40$ GtCO₂e. Compared to the global emission of 133 GtCO₂e, this represents a global abatement effort of 93 GtCO₂e, or a reduction of more than 70% of the global BAU emissions in the EU-28 during the next 3 decades.

There is of course much uncertainty about what will be the actual carbon budget that will emerge from the international negotiations in the next 3 decades. We model this uncertainty by assuming that T is normally distributed with mean μ_T and standard deviation $\sigma_T = 10$ GtCO₂e.

3.4. Abatement costs

We assume that the abatement cost function is quadratic:

$$A_t(K_t) = a_t K_t + \frac{1}{2} b K_t^2.$$

An important element of our model is related to how the marginal abatement cost (MAC) changes with the ambition of the mitigation policy. The answer to this question is given by the MAC slope coefficient b , which tells us by how much the marginal abatement cost increases when the abatement effort increases by 1 Gt of CO₂e. The researchers behind the MIT Emissions Prediction and Policy Analysis (EPPA, Morris et al. (2012)) have developed computable general equilibrium models with a very detailed energy sector. They have estimated the shadow price of carbon associated to various carbon budgets for different regions of the world, thereby generating regions-specific MAC curves. We used their analysis of the MAC curve for the European Union in 2020 to estimate that the MAC increases by 25 USD whenever the annual abatement effort is increased by 1

GtCO₂e. Expressed for a period of 15 years, this suggests $b = 1.67$ GUS\$/GtCO₂e². We assume that b is certain and constant over time.

Parameter a_t measures the MAC along the BAU scenario. For the first period, we estimate it by price of carbon permit in the summer of 2018 on the EU-ETS market, around 23 GUS\$/ GtCO₂e. The full elimination of the 66 GtCO₂e emitted in the first period would cost around 5,000 GUS\$, or 1.6% of GDP in the first period.

Table 1 – Benchmark calibration of the two-period model

parameter	value	description
ρ	0.5%	annual rate of pure preference for the present
γ	3	relative risk aversion
Y_0	315,000	production in the first period (in GUS\$)
p	1.7%	annual probability of a macroeconomic catastrophe
μ_{bau}	2%	mean growth rate of production in a business-as-usual year
σ_{bau}	2%	volatility of the growth rate of production in a business-as-usual year
μ_{cat}	-35%	mean growth rate of production in a catastrophic year
σ_{cat}	25%	volatility of the growth rate of production in a catastrophic year
δ	0.5%	annual rate of natural decay of CO ₂ in the atmosphere
Q_0	2.10×10^{-4}	carbon intensity of production in period 0 (in GtCO ₂ e/GUS\$)
Q_1	1.85×10^{-4}	carbon intensity of production in period 1 (in GtCO ₂ e/GUS\$)
μ_T	40	expected carbon budget (in GtCO ₂ e)
σ_T	10	standard deviation of the carbon budget (in GtCO ₂ e)
b	1.67	slope of the marginal abatement cost functions (in GUS\$/GtCO ₂ e ²)
a_0	23	marginal cost of abatement in the BAU, first period (in GUS\$/GtCO ₂ e)
μ_θ	2.30	expected future log marginal abatement cost in BAU
σ_θ	1.21	standard deviation of future log marginal abatement cost in BAU

The MAC in the BAU in the second period is uncertain. Anticipating green innovations would suggest using a_1 smaller than a_0 , at least in expectation. By how much smaller remains an open question. In order to estimate the degree of uncertainty that surrounds abatement costs in the second period of our analysis, we have used a set of AIM models scrutinized by the Working Group III for the Fifth Report of the IPCC (Clarke et al. (2014)). In the associated database, we have collected 374 estimations of the carbon price estimates for 2030 that are in line with the objective of not exceeding 450 ppm over the century. These estimates differ by the IAM model used for the estimation, and by the assumed technological progresses available at that time horizon. We depict the histogram of these MAC estimates for 2030 in Figure 1. The distribution of these estimates is heavily skewed to the right, which suggests using a lognormal distribution

for $a_1 = \theta$. The standard deviation of the log MAC in this sample is equal to $\sigma_\theta = 1.21$.¹⁵ In this benchmark calibration, we assume that $\log(\theta)$ is lognormally distributed with mean $\mu_\theta = 2.30$ and $\sigma_\theta = 1.21$. This yields an expected MAC in the BAU around 18 GUS\$/GtCO₂e. The 20% reduction in the expected MAC under the BAU between the two periods measures the green innovations that are expected to emerge in the next 15 years. The standard deviation of the future MAC at the BAU is equal to 38 US\$/tCO₂e, which is in the range of the MAC uncertainty measured by Kuik et al. (2009) for a time horizon of 15 years.¹⁶

Table 2 – Description of the optimal solution in the benchmark case

variable	value	description
K_0	31	optimal abatement in the first period (in GtCO ₂ e)
$E[K_1]$	66	optimal expected abatement in the second period (in GtCO ₂ e)
p_0	75	optimal carbon price in the first period (in US\$/tCO ₂ e)
g	3.47%	annualized growth rate of expected carbon price
r_f	1.14%	annualized interest rate
π	2.42%	annualized systematic risk premium
ϕ	1.04	OLS estimation of the income-elasticity of the marginal abatement cost

3.5. Results

We solved the first-order condition (16) numerically by using the Monte-Carlo method. We draw 100.000 random triplets (Y_1, θ, T) that we approximated the expectation of the right-hand side of this equality by an equally weighted sum of this random sample. In Table 2, we describe the optimal solution of this problem under the calibration of the parameters described in Table 1. We obtain equilibrium asset prices that are in line with the observed real interest rate of 1% and systematic risk premium of 2% that have been observed in the United States during the last century (Kocherlakota (1996)). The optimal abatement is much larger in the second period than in the first one. This is partly due to the anticipation of a larger price of carbon in the second period. In expectation, the annualized growth rate of the carbon price equals 3.47%. This is much larger than the sum of the natural rate of decay of CO₂ and the interest rate, which is equal to 1.64%. This is due to the fact that at the optimum, the marginal abatement cost is positively

¹⁵ Because these estimates are based on an ambitious abatement target, the mean value of the carbon price in this sample is not useful for the estimation of the expected MAC in the BAU.

¹⁶ These authors performed a meta-analysis of MAC estimates in the literature, and observed a standard deviation of MAC of 27.9 and 52.9 euros per tCO₂e respectively for 2025 and 2050.

correlated with aggregate consumption, as shown in Figure 2. In fact, the OLS estimation of the income-elasticity of the marginal abatement cost is $\phi \simeq 1.04$.¹⁷

As observed by Metcalf (2018), Aldy (2017) and M. et al. (2017), carbon price predictability is the most important feature of a climate policy for the business community as it plans long-term investments in line with the energy transition. For example, Metcalf (2018) proposes to fix the annual growth rate of carbon price at 4% (plus inflation) as long as the path of emissions is in line with the objective. However, under uncertainty, the efficient growth rate of carbon price must be uncertain in this model because the resolution of the uncertainty affecting economic growth, green innovations and the carbon budget needs to be translated into a variable carbon price in the second period. We represented the distribution of the annualized growth rate of carbon price in Figure 3. Its standard deviation is equal to 2.4% per annum. Contrary to the above-mentioned view, it is desirable that this risk be borne by the business community. It reflects the uncertainties of the social benefits of the climate policy. Investment decisions in energy transition should take account of these uncertainties. The attractiveness of green investments should be based on their expected return rather than its reduced risk, something that cannot be guaranteed under a rigid carbon budget.

3.6. Sensitivity analysis

Table 3 provides some information about the sensitivity of our results to the intensity of the exogenous risk of the model. In the third column entitled "no catastrophe", we have solved the model by using the benchmark calibration except for the probability of catastrophe p to have been switched to zero. Because that change has the undesirable consequence to increase the expected growth of production, we have reduced the trend of growth μ_{bau} to 1.37% in order to leave $E[Y_1]$ unchanged. This has the effect to raise the interest rate and to reduce the systematic risk premium to unrealistic levels. This observation justifies our choice of introducing macroeconomic catastrophes à la Barro in our calibration. The consequence of reducing the macro risk is to make the growth rate of expected carbon price smaller than the sum of the interest rate and the rate of natural decay, as suggested by our theoretical results. However, because the systematic risk premium is marginal in the absence of catastrophe, the difference between the two is small, as suggested by equation (29), which is an approximation in this non-gaussian calibration.

¹⁷ Because consumption and marginal abatement costs are not log normal, equation (29) cannot be used to estimate the optimal growth rate of expected carbon price. If we use it as an approximation with $\delta = 0.5\%$, $r_f = 1.14$, $\pi = 2.42\%$ and $\phi = 1.04$, we would obtain $g \simeq 4.16\%$.

Table 3: Sensitivity analysis. The "no catastrophe" context is obtained by shifting the probability of catastrophe p to zero, and by reducing the trend of growth to μ_{bau} to 1.37% to preserves the expected growth rate of production as in the benchmark. The "no macro risk" context combines these changes with the shift of the volatility σ_{bau} to zero. In the "no tech risk" context, we switched σ_{θ} to zero compared to the benchmark. In the "no budget risk" case, we reduced σ_T to zero compared to the benchmark.

variable	benchmark	no catastrophe	no macro risk	no tech risk	no budget risk
K_0	31	26	26	28	31
$E[K_1]$	66	69	69	69	67
p_0	75	67	66	70	74
g	3.47%	4.61%	4.77%	3.77%	3.60%
r_f	1.14%	4.31%	4.49%	1.04%	1.12%
π	2.42%	0.13%	0.00%	2.51%	2.42%
ϕ	1.04	0.66	-25	1.04	0.96

In the last two columns of Table 3, we document the results of simulations in which risks on technological progress θ and on the carbon budget T are respectively switched off. Because these effects are marginal, these results suggest that the main argument for a departure of the Hotelling's rule $g = \delta + r_f$ comes from the macroeconomic uncertainty, not from technological risks or from carbon budget risks.

Conclusion

In a decentralized economy, fighting climate change should be implemented by providing the right price signals to consumers and investors. The level of the carbon price determines the intensity of the effort to reduce emissions, whereas the growth rate of this price determines the allocation of this effort over time. Under an intertemporal carbon budget constraint, assuming no decay of carbon dioxide in the atmosphere, the growth rate of the carbon price is also the return of the action to reduce emissions earlier. In the benchmark case in which marginal abatement costs are certain, such frontloading of climate effort is a safe investment strategy that should be remunerated at the interest rate. This observation supports the celebrated Hotelling's result that carbon price should grow at the interest rate, under certainty. This implies that green projects will be evaluated by the private sector by using the interest rate as the rate at which future benefits of these projects should be discounted.

In this paper, we have examined the impact of the deep uncertainties surrounding the energy transition on this Hotelling's result. If marginal abatement costs are negatively correlated with aggregate consumption, frontloading climate efforts provides a hedge

against the macroeconomic risk, because the saved future mitigation costs are larger when future aggregate consumption is smaller. Mitigation frontloading has a negative CCAPM beta in that case. Because of their insurance benefits, investors will be too eager to invest in these technologies if the growth rate of expected carbon price is equal to the interest rate. This cannot be an equilibrium. At equilibrium, the growth rate of expected carbon price must be made smaller than the interest rate. This risk-adjustment is socially desirable. It induces investors to use a smaller discount rate to evaluate mitigation investments, which reflects the collective insurance benefit of frontloading. On the contrary, when marginal abatement costs are positively correlated with aggregate consumption, this growth rate must be made larger than the interest rate. It is socially desirable that investors use such a discount rate larger than the interest rate because mitigation frontloading raises the macroeconomic risk in that case, which yields a positive CCAPM beta of mitigation frontloading.

The CCAPM beta of mitigation frontloading is equal to the income-elasticity of marginal abatement costs. We identified different channels that influence this beta. The negative beta channel is active when the main source of the uncertainty comes from innovations in green technologies. In that case, a strong wave of innovations will drive marginal abatement cost downwards and it will at the same time increase consumption net of the mitigation effort. A positive beta channel is active when the main source of uncertainty comes from economic growth. When growth is larger than expected, aggregate consumption will be larger and marginal abatement cost will also be larger, because the mitigation effort must be increased to compensate for the larger emissions generated by the expanded production of goods and services. When these two sources of uncertainty are combined, the sign of the CCAPM beta of mitigation frontloading is thus generically ambiguous.

References

Aldy, J. (2017): Designing and updating a U.S. carbon tax in an uncertain world, *Harvard Environmental Law Review*, 41, 28-40.

Archer, D., M. Eby, V. Brovkin, A. Ridgwell, L. Cao, U. Mikolajewicz, K. Caldeira, K. Matsumoto, G. Munhoven, A. Montenegro, and K. Tokos (2009): Atmospheric lifetime of fossil fuel carbon dioxide, *Annual Review of Earth and Planetary Sciences*, 37, 117-134.

Barro, R. (2006): Rare Disasters and Asset Markets in the Twentieth Century, *Journal of Finance*, 121, 823-866.

Baumstark, L. and C. Gollier (2010): La dynamique de la valeur carbone dans un cadre incertain, TSE Working paper.

Breeden, D. (1979): An intertemporal asset pricing model with stochastic consumption and investment opportunities *Journal of Financial Economics*, 7, 265-296.

Chakravorty, U., B. Magné, and M. Moreaux (2006): A Hotelling model with a ceiling on the stock of pollution, *Journal of Economic Dynamics and Control*, 30, 2875-2904.

Chakravorty, U., M. Moreaux, and M. Tidball (2008): Ordering the extraction of polluting non renewable resources, *American Economic Review*, 98, 1128-1144.

Clarke, L., K. Jiang, K. Akimoto, B. M., G. Blanford, K. Fisher-Vanden, J.-C. Hourcade, V. Krey, E. Kriegler, A. Loschel, D. McCollum, S. Paltsev, S. Rose, P. R. Shukla, M. Tavoni, B. C. C. van der Zwaan, and D. van Vuuren (2014): Assessing transformation pathways, in *Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*, ed. by O. Edenhofer, R. Pichs-Madruga, Y. Sokona, E. Farahani, S. Kadner, K. Seyboth, A. Adler, I. Baum, S. Brunner, P. Eickemeier, B. Kriemann, J. Savolainen, S. Schlomer, C. von Stechow, T. Zwickel, and J. Minx, Cambridge, UK and New York, NY, USA: Cambridge University Press.

Cochrane, J. (2017): Macro-finance, *Review of Finance*, 945--985.

Dietz, S., C. Gollier, and L. Kessler (2018): The climate beta, *Journal of Environmental Economics and Management*, 87, 258-274.

Drèze, J. and F. Modigliani (1972): Consumption decisions under uncertainty, *Journal of Economic Theory*, 5, 308--335.

Gollier, C. (2001): *The economics of risk and time*, MIT Press.

Gollier, C. and J. Tirole (2015): Negotiating effective institutions against climate change, *Economics of Energy and Environmental Policy*, 4, 5-27.

Hafstead, M., G. E Metcalf, and R. C. Williams III (2017): Adding Quantity Certainty to a Carbon Tax: The Role of a Tax Adjustment Mechanism for Policy Pre-Commitment, *Harvard Environmental Law Review*, 41, 41--57.

Hotelling, H. (1931): The economics of exhaustible resources, *Journal of Political Economy*, 39, 137-175.

Interagency Working Group on the Social Cost of Greenhouse Gases (2013, Revised August 2016): Technical update of the social cost of carbon for regulatory impact analysis under executive order 12866, Tech. rep., Washington: Executive Office of the President.

Kimball, M. (1990): Precautionary saving in the small and in the large, *Econometrica*, 58, 53--73.

Kocherlakota, N. (1996): The equity premium: It's still a puzzle, *Journal of Economic Literature*, 34, 42-71.

Kuik, O., L. Brander, and S. Tol (2009): Marginal abatement costs of greenhouse gas emissions: A meta-analysis, *Energy Policy*, 37, 1395-1403.

Laffont, J. and J. Tirole (1996): Pollution Permits and Compliance Strategies, *Journal of Public Economics*, 62, 85-125.

Leland, H. (1968): Savings and uncertainty: The precautionary demand for savings, *Quarterly Journal of Economics*, 45, 621-636.

Lucas, R. (1978): Asset prices in an exchange economy, *Econometrica*, 46, 1429-46.

Martin, I. (2013): Consumption-based asset pricing with higher cumulants, *Review of Economic Studies*, 80, 745-773.

Mehra, R. and E. C. Prescott (1985): The Equity Premium: A Puzzle, *Journal of Monetary Economics*, 15, 145-161.

Metcalf, G. (2018): An emissions assurance mechanism: Adding environmental certainty to a carbon tax, *Resources for the future Report*.

Morris, J., S. Paltsev, and J. Reilly (2012): Marginal abatement costs and marginal welfare costs for greenhouse gas emissions reductions: Results from the EPPA model, *Environmental Modeling and Assessment*, 17, 325-336.

Pindyck, R. (2013): Climate change policy: What do the models tell us? *Journal of Economic Literature*, 51, 860-872.

Rothschild, M. and J. Stiglitz (1970): Increasing Risk I: A definition, *Journal of Economic Theory*, 2, 225-243.

Rubinstein, M. (1976): The valuation of uncertain income streams and the pricing of options, *The Bell Journal of Economics*, 7, 407-425.

Schubert, K. (2008): La valeur carbone: Niveau initial et profil temporel optimaux, Paris School of Economics.

Van der Ploeg, F. and C. Withagen (2014): Growth, renewables, and the optimal carbon tax, *International Economic Review*, 55, 283-311.

Weil, P. (1989): The equity premium puzzle and the risk-free rate puzzle, *Journal of Monetary Economics*, 24, 401-421.

Appendix: Proof of Proposition 2

Under these two assumptions, combining equation (7) with the property that at equilibrium $\exp(g_t t)$ equals EA'_t / A'_0 implies the following equation:

$$1 = e^{-(\rho+\delta)t} E \left[\frac{A'_t u'(C_t)}{A'_0 u'(C_0)} \right] = e^{-(\rho+\delta)t} E [\exp(a'_t - \gamma c_t)].$$

Notice that our assumptions implies that $a'_t - \gamma c_t$ is normally distributed with mean $\mu_p - \gamma \mu_c$ and variance $(1 - \gamma \phi)^2 \sigma_c^2 + \sigma_w^2$. By Stein's Lemma, the above condition can then be rewritten as follows:

$$1 = \exp \left((-\rho - \delta + \mu_p - \gamma \mu_c + 0.5(\phi - \gamma)^2 \sigma_c^2 + 0.5\sigma_w^2) t \right),$$

or, equivalently,

$$\mu_p + 0.5\phi^2 \sigma_c^2 + 0.5\sigma_w^2 = \delta + \rho + \gamma \mu_c - 0.5\gamma^2 \sigma_c^2 + \phi \gamma \sigma_c^2. \quad (26)$$

In this economy, the following standard CCAPM formula for the risk-free interest rate can be derived from equation (4):

$$r_{ft} = r_f = \gamma + \gamma \mu_c - 0.5\gamma^2 \sigma_c^2. \quad (27)$$

The systematic risk premium π_t is given by equation (6). Using Stein's Lemma twice to estimate r_{ct} given by equation (5) yields the following result:

$$\pi_t = \pi = \gamma \sigma_c^2. \quad (28)$$

Notice also that, using Stein's Lemma again, we have that the expected marginal abatement cost satisfies the following condition:

$$E \frac{A'_t}{A'_0} = E \exp(a'_t) = \exp \left((\mu_p + 0.5\phi^2 \sigma_c^2 + 0.5\sigma_w^2) t \right).$$

This implies that the growth rate g of expected marginal abatement cost is a constant given by

$$g = \frac{dEA'_t/dt}{EA'_t} = \mu_p + 0.5\phi^2 \sigma_c^2 + 0.5\sigma_w^2.$$

Because in a decentralized economy, the marginal abatement cost is equal to the price of carbon in all states of nature and at all dates, g can also be interpreted as the growth rate of expected carbon price. Combining these properties implies that one can rewrite condition (26) as follows:

$$g = \delta + r_f + \phi \pi. \quad (29)$$

This concludes the proof of Proposition 2.

Figure 1: Histogram of the world marginal abatement costs for 2030 extracted from the IPCC database (<https://tntcat.iiasa.ac.at/AR5DB>). We have selected the 374 estimates of carbon prices (in US\$2005/tCO₂) in 2030 from the IAM models of the database compatible with a target concentration of 450 ppm.

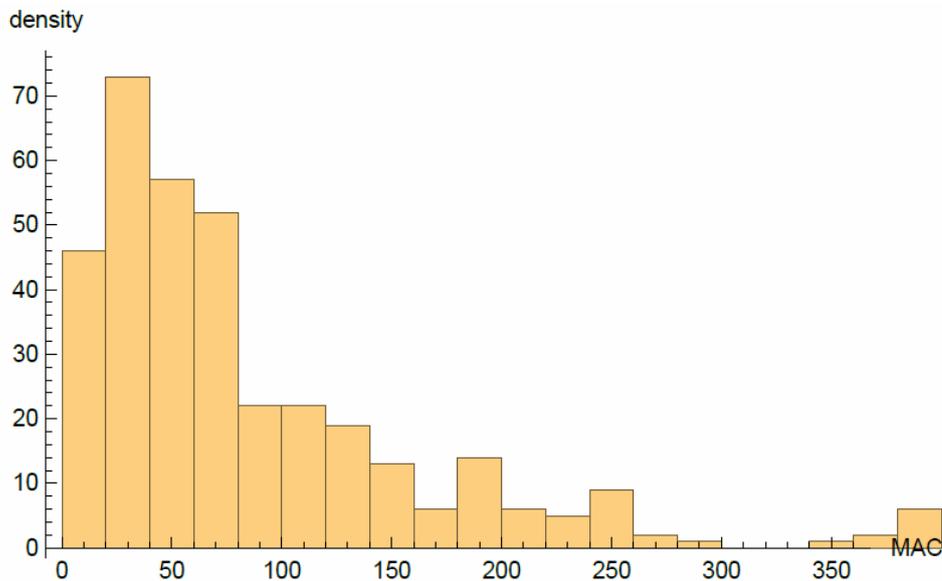


Figure 2: Monte-Carlo simulation under the benchmark case. We used 100.000 draws of the triplets (Y_t, θ, T) to estimate the optimal abatement strategy. The figure illustrates the positive statistical relation between log consumption growth and the log marginal abatement costs (and thus log carbon price) in the second period. The red curve depicts the OLS estimation in log-log, yielding $\log(A_1') = -12.8 + 1.04 \log(C_1) + \varepsilon$.

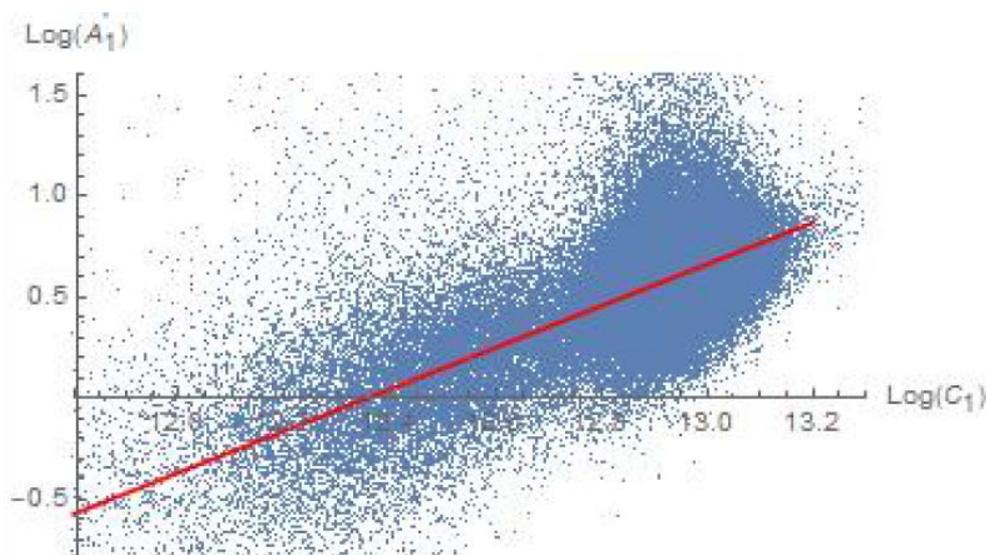
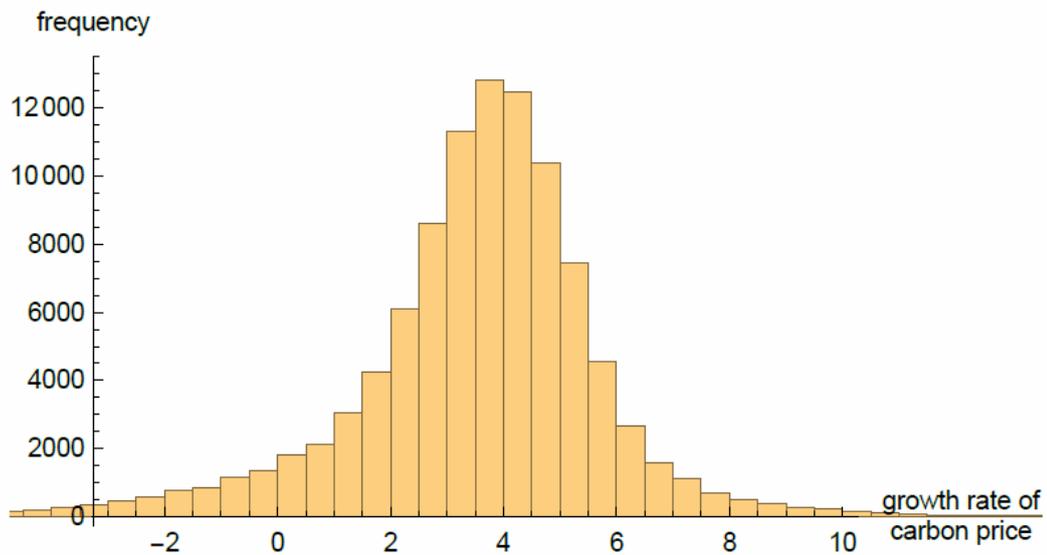
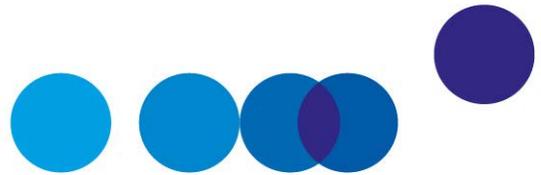


Figure 3: Empirical probability distribution of the annualized growth rate of carbon price under the optimal abatement strategy in the benchmark calibration of the two-period model. The Monte-Carlo simulation uses a sample of 100.000 draws of the triplet (Y_t, θ, T) . The growth rate is in percent per year. The mean growth rate is 3.47% and the standard deviation is equal to 2.4%.





COMPLÉMENT 4

USAGE DE LA VTC ET DÉCENTRALISATION DES DÉCISIONS

Émile Quinet¹

L'objet de cette note est de montrer dans un cadre simple comment les variables ou fonctions duales données par une optimisation macroéconomique peuvent fournir des valeurs de valeur tutélaire du carbone (VTC) qui, fournies aux acteurs décentralisés porteurs de projet, leur permettent de prendre les bonnes décisions, c'est-à-dire de décider de leurs projets selon les modalités définies par l'optimisation macroéconomique d'ensemble. On développe dans ce but un modèle simple, qui s'efforce de reproduire certains des traits de Le Hir, Pommeret et Salin, mais fondé sur la programmation linéaire, ce qui permet de multiplier le nombre des agents créateurs d'abattement et de prendre en compte leurs comportements individuels, fondés sur leurs intérêts propres. On suppose qu'il n'y a pas de progrès technique, et on se place en avenir certain, avec un horizon « très long » comportant un grand nombre de périodes.

Dans une première section, on se place dans la situation où les entreprises réalisant des abattements sont nombreuses et chacune de petite taille, et opèrent à rendement constant. La deuxième section aborde le cas où à chaque période existe une seule entreprise à rendements décroissants. Dans chacun de ces deux cadres, on se place dans deux situations de contraintes : contraintes de stock et contraintes de flux ; on cherche d'abord à caractériser l'optimum d'ensemble (consistant en la minimisation des coûts d'abattement actualisés), ce qui fait apparaître des variables duales ; puis on montre que l'on peut, à partir de ces variables duales, définir des VTC telles que chaque opérateur individuel, confronté à cette VTC (soit comme une valeur tutélaire pour un opérateur public, soit comme un prix à payer ou à recevoir pour un opérateur privé),

¹ Conseiller scientifique, France Stratégie

règle son action selon le principe de la main invisible, en concourant par ses décisions à la réalisation de l'optimum collectif. Une troisième section esquisse des pistes de prolongement des réflexions sur le sujet.

1. Cas d'un grand nombre d'opérateurs de petite taille

On est en présence de I opérateurs indicés i , chacun d'eux abattant une unité de GES par période, jusqu'à la fin des temps, avec un coût d'investissement $c(i)$ et des coûts d'exploitation annuels nuls. On suppose en outre que les opérateurs sont classés par ordre de coût croissant : l'entreprise d'indice 1 est celle qui a le coût $c(1)$ le plus bas, l'entreprise d'indice 2 a le second coût le plus bas, etc.

1.1. Cadre commun

Soient :

- $a(t)$: l'investissement en abattement en t ($a(t)$ opérateurs entrent sur le marché en t) ;
- $A(t)$: la capacité d'abattement installé à la fin de la période t . On a $A(t)=A(t-1)+a(t)$;
- $Y(t)$: le PIB de l'année t , supposé exogène ;
- $B*Y(t)$: les émissions brutes liées au PIB au cours de l'année t , B étant un paramètre fixe ;
- $E(t)$: les émissions nettes au cours de la période t , différence entre les émissions brutes proportionnelles au PIB : $E(t)=B*Y(t)-A(t)$;
- $S(t)$: le stock de GES, qui vérifie : $S(t)=S(t-1)+E(t)$.

En utilisant les relations de récurrence définissant $A(t)$ et $S(t)$, et en posant pour simplifier que les valeurs initiales de ces variables sont nulles, on aboutit aux relations suivantes :

$$A(t) = \sum_{\theta=1}^{\theta=t} a(\theta) \quad (1)$$

$$S(t) = B \sum_{\theta=1}^{\theta=t} Y(\theta) - \sum_{v=1}^{v=t} (t-v)a(v) \quad (2)$$

$$E(t) = BY(t) - \sum_{v=1}^{v=t} a(v) \quad (3)$$

Pour poser le programme d'optimisation, on introduit les variables $x(i,t)$ égales à 1 si l'investissement de rang i est réalisé en t , et à 0 autrement. On a donc :

$$a(t) = \sum_i x(i,t) \quad (4)$$

Les contraintes s'exerçant sur les $x(i,t)$ sont les suivantes :

$-x(i, t) \leq 0$ (variable duale : $\rho(i, t)$; elle est nulle si l'investissement i est réalisé en t , positive autrement)

$\sum_t x(i, t) - 1 \leq 0$ (variable duale : $\lambda(i)$; elle est nulle si l'investissement i n'est jamais réalisé, positive s'il est réalisé)

S'y ajoutent :

- soit les contraintes de stock maximal S :

$$S(t) - S = B \sum_{\theta=1}^{\theta=t} Y(\theta) - \sum_{v=1}^{v=t} (t - v) \sum_i x(i, v)$$

variable duale : $\mu(t)$; elle est nulle tant que la contrainte n'est pas atteinte, positive quand la contrainte est atteinte) ;

- soit les contraintes de flux d'émission net maximal $H(t)$:

$$E(t) - H(t) = BY(t) - \sum_{v=1}^{v=t} \sum_i x(i, v) - H(t) \leq 0 \quad (\text{variable duale : } \mu(t))$$

La fonction à maximiser est :

$$- \sum_{i,t} x(i, t) \frac{c(i)}{(1+j)^t}$$

où j est le taux d'actualisation.

La dérivation du lagrangien donne les résultats suivants :

1.2. Avec contraintes de flux

$$- \frac{c(i)}{(1+j)^t} + \rho(i, t) - \lambda(i) + \sum_{v \geq t} \mu(v) = 0$$

$$\lambda(i) = \left[\sum_{v \geq t} \mu(v) - \frac{c(i)}{(1+j)^t} \right] + \rho(i, t) \quad (5)$$

Ces relations définissent, avec les données initiales, les valeurs des variables $x(i, t)$ qui donnent la solution optimale. Cette solution optimale donne pour chaque projet sa date

de réalisation. Par exemple, pour le projet i , sa date de réalisation θ est telle que $\rho(i, \theta) = 0$ et pour cette date optimale, l'expression entre crochets est maximale et égale à $\lambda(i)^2$.

Cette décision peut être obtenue par un processus de décentralisation. Pour cela définissons une VTC égale à :

$$VTC(t) = \mu(t)(1+j)^t$$

Et fixons une règle imposant à l'opérateur individuel de maximiser la VAN de son projet à partir de cette série de VTC (soit qu'il s'agisse d'un opérateur public auquel on impose cette règle de choix, soit qu'il s'agisse d'un opérateur privé à la recherche du profit maximum et pour lequel, par un moyen ou un autre, on fait gagner une VTC pour chaque unité d'abattement).

Alors l'opérateur calculera une VAN qui sera l'expression entre crochets de la formule (5) et cherchera à la maximiser, ce qui évidemment le conduira à choisir la date de réalisation θ .

Ainsi l'optimisation qu'opère le porteur de projet auquel on a donné les valeurs tutélaires $VTC(t)$ le conduit à réaliser l'investissement dont il est porteur à la date qui est optimale d'un point de vue collectif.

1.3. Avec contraintes de stock

La dérivation du Lagrangien aboutit à :

$$-\frac{c(i)}{(1+j)^t} + \rho(i, t) - \lambda(i) + \sum_{v \geq t} \mu(v)(v-t) = 0$$

$$\lambda(i) = \left[\sum_{v \geq t} \mu(v)(v-t) - \frac{c(i)}{(1+j)^t} \right] + \rho(i, t) \quad (6)$$

Si on suppose que la contrainte de stock n'est pas saturée jusqu'à une année T , alors les variables duales $\mu(t)$ sont nulles tant que $t < T$; on supposera en outre que lorsque $t > T$, la contrainte de stock reste saturée, et que les $\mu(t)$ sont donc strictement positifs. Alors $\lambda(i)$ peut s'écrire :

$$\lambda(i) = \left[-\frac{c(i)}{(1+j)^t} + (T-t) \sum_{u \geq T} \mu(u) + \sum_{u \geq T+1} \mu(u) + \sum_{u \geq T+2} \mu(u) + \dots \right] + \rho(i, t)$$

² Notons d'ailleurs qu'on peut résoudre ce programme sans passer par la maximisation sous contrainte, en utilisant un algorithme simple : à la première période, on réalise successivement les investissements en commençant par le plus rentable ($i=1$), puis le second plus rentable ($i=2$), ainsi de suite, jusqu'à atteindre la contrainte de flux souhaitée ; puis on fait de même pour la période 2 avec les opérations qui restent, et ainsi de suite...

Là aussi, comme dans le cas de la contrainte de flux précédent, ces relations définissent, avec les données initiales, les valeurs des variables $x(i,t)$ qui donnent la solution optimale. Cette solution optimale donne pour chaque projet sa date de réalisation. Par exemple, pour le projet i , sa date de réalisation θ est telle que $\rho(i,\theta)=0$ et pour cette date optimale, l'expression entre crochets est maximale et égale à $\lambda(i)$ ³.

Cette décision peut être obtenue par un processus de décentralisation. Pour cela définissons une VTC égale à :

$$VTC(t) = (1 + j)^t \sum_{u \geq t} \mu(u)$$

Notons que, tant que t est inférieur à T , les variables duales $\mu(t)$ sont nulles et la relation précédente devient :

$$VTC(t) = (1 + j)^t \sum_{u \geq T} \mu(u)$$

On voit donc que, tant que le stock d'abattement n'est pas épuisé, la VTC croît comme le taux d'actualisation : on retrouve la formule de Hotelling. En revanche, lorsque le stock est épuisé, la VTC croît moins vite que la règle de Hotelling puisque :

$$VTC(T + 1) = (1 + j)^{T+1} \sum_{u \geq T+1} \mu(u) = (1 + j)[VTC(T) - (1 + j)^T \mu(T)] < (1 + j)VTC(T)$$

1.4. Comparaison des deux cas

Notons qu'on peut résoudre le programme avec contraintes sur les flux sans passer par la maximisation sous contrainte, en utilisant un algorithme simple : à la première période, on réalise successivement les investissements en commençant par le plus rentable ($i=1$), puis le second plus rentable ($i=2$), ainsi de suite, jusqu'à atteindre la contrainte de flux souhaitée ; puis on fait de même pour la période 2 avec les opérations qui restent, et ainsi de suite...

Il est également évident que dans les deux cas de contraintes, l'ordre dans lequel doivent être pris les investissements est le même : on commence par le moins cher, et ainsi de suite ; la différence entre ces deux cas réside dans le rythme annuel. Dans le cas de la contrainte par flux, le volume d'investissement annuel est d'abord déterminé directement par les contraintes, la VTC en résultant. Dans le cas de la contrainte par

³ Notons d'ailleurs qu'on peut résoudre ce programme sans passer par la maximisation sous contrainte, en utilisant un algorithme simple : à la première période, on réalise successivement les investissements en commençant par le plus rentable ($i=1$), puis le second plus rentable ($i=2$), ainsi de suite, jusqu'à atteindre la contrainte de flux souhaitée ; puis on fait de même pour la période 2 avec les opérations qui restent, et ainsi de suite...

stock, on connaît l'évolution des prix tant que la contrainte n'est pas saturée : elle évolue selon la règle de Hotelling ; les investissements annuels en résultent.

2. Cas d'un opérateur à rendements décroissants par année

On suppose que chaque année intervient un opérateur dont la fonction de coût présente des rendements décroissants, $C(t, a(t))$, dont la dérivée première par rapport à a est positive, et la dérivée seconde aussi. Les relations (1), (2) et (3) sont les mêmes. Les variables sont les $a(t)$, le programme à optimiser est :

$$-\sum_t \frac{c(t, a(t))}{(1+j)^t}$$

Dans le cas de contrainte de stock, la contrainte s'écrit :

$$S(t) - S = B \sum_{\theta=1}^{\theta=t} Y(\theta) - \sum_{v=1}^{v=t} (t-v)a(t)$$

La maximisation du lagrangien donne :

2.1. Avec contraintes sur les flux

Si la contrainte s'exerce sur les flux, alors cette contrainte s'écrit :

$$E(t) - H(t) = BY(t) - \sum_{v=1}^{v=t} a(v) - H(t) \leq 0$$

La maximisation du lagrangien donne :

$$\frac{\partial c(t, a(t))}{\partial a} \frac{1}{(1+j)^t} = \sum_{u \geq t} \mu(u)$$

C'est la relation qui maximise :

$$-\sum_t \frac{c(t, a(t))}{(1+j)^t} + a(t) \left[\sum_{u \geq T} \mu(u) \right]$$

qui est la VAN de l'opérateur agissant à l'année.

2.2. Avec contraintes sur les stocks

La maximisation du lagrangien donne :

$$\frac{\partial c(t, a(t))}{\frac{\partial a}{(1+j)^t}} = (T-t) \sum_{u \geq T} \mu(u) + \sum_{u \geq T+1} \mu(u) + \sum_{u \geq T+2} \mu(u) + \dots$$

C'est la relation qui maximise :

$$-\sum_t \frac{c(t, a(t))}{(1+j)^t} + a(t) \left[(T-t) \sum_{u \geq T} \mu(u) + \sum_{u \geq T+1} \mu(u) + \sum_{u \geq T+2} \mu(u) + \dots \right]$$

qui est la VAN de l'opérateur agissant à l'année t.

2.3. Comparaison des deux cas

On voit facilement que les VTC ont les mêmes expressions que précédemment en fonction des variables duales. La décentralisation s'effectue comme précédemment également. On voit aussi que chaque opérateur pousse sa production jusqu'à ce que la tranche marginale de son investissement ait une rentabilité nulle. Mais bien sûr comme les autres tranches ont une rentabilité strictement positive, la rentabilité globale de son investissement est positive.

3. Extensions

On peut tenir compte d'une obsolescence des investissements en supposant que leur efficacité n'est plus constante et égale à 1, mais qu'elle décroît au rythme δ par an : si l'investissement est mis en service en t, à l'année θ il abat : $(1-\delta)^{\theta-t}$. Les formules sont un peu plus compliquées mais la nature des conclusions n'est pas changée.

Dans le cas des investissements d'abattement initial unitaire et d'une contrainte de flux, la relation 5 devient :

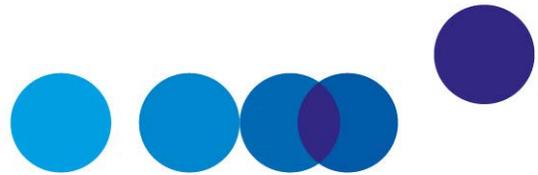
$$\lambda(i) = \left[\sum_{v \geq t} \mu(v)(1-\delta)^{v-t} - \frac{c(i)}{(1+j)^t} \right] + \rho(i, t)$$

Et dans le cas d'une contrainte de stock, la relation 6 devient :

$$\lambda(i) = \left[-\frac{c(i)}{(1+j)^t} + \left[\sum_1^{T-t} (1-\delta)^v \right] \sum_{u \geq T} \mu(u) + (1-\delta)^{T-t+1} \sum_{u \geq T+1} \mu(u) + (1-\delta)^{T-t+2} \sum_{u \geq T+2} \mu(u) + \dots \right] + \rho(i, t)$$

Les expressions des VTC en fonction des variables duales sont les mêmes que précédemment.

On pourrait aussi prendre en compte un progrès technique régulier, aboutissant par exemple à augmenter la production d'un investissement selon un taux annuel constant. La formalisation serait la même que dans le cas d'obsolescence technique, avec cette fois un paramètre δ qui serait négatif dans les formules précédentes.



COMPLÉMENT 5

RAPPELS SUR LE TAUX D'ACTUALISATION

Christian Gollier¹ et Alain Quinet²

Le taux d'actualisation³ permet de ramener à une même date des flux monétaires intervenant à des périodes différentes, et donc d'arbitrer entre le présent et le futur. Un taux élevé donne un faible poids au futur, tandis qu'un taux faible lui donne plus d'importance et indique que l'on se préoccupe davantage des générations futures. Ainsi, un taux d'actualisation de 2 % signifie que la société accepte de dépenser 82 euros aujourd'hui pour obtenir 100 euros dans 10 ans, contre seulement 61 euros dans le cas où le taux d'actualisation est de 5 %. Plus généralement, si r est le taux d'actualisation, x euros dans n années correspondent à $\frac{x}{(1+r)^n}$ euros aujourd'hui.

Le taux d'actualisation joue plusieurs rôles dans nos travaux :

- il constitue la référence pour l'actualisation des choix d'investissements publics ;
- il constitue aussi la référence pour déterminer une trajectoire de la valeur tutélaire du carbone conforme à une règle de Hotelling.

Cette annexe explicite comment se construit le taux d'actualisation socioéconomique de référence.

¹ Toulouse School of Economics, University of Toulouse-Capitole.

² Président de la commission sur la valeur de l'action pour le climat.

³ Pour davantage de précisions sur le taux d'actualisation, il est nécessaire de se référer aux rapports Lebègue (2005), Gollier (2011) et Quinet É. (2013), Ces rapports ont précisé des règles d'usage. Voir Lebègue D. (2005), *Révision du taux d'actualisation des investissements publics*, Commissariat général du Plan ; Gollier G. (2011), *Le calcul du risque dans les investissements publics*, Centre d'analyse stratégique ; Quinet É. (2013), *L'évaluation socioéconomique des investissements publics*, Commissariat général à la stratégie et à la prospective.

1. Pourquoi actualiser

1.1. Taux d'actualisation : préférence pour le présent et effet richesse

La préférence pure pour le présent représente le taux auquel le bien-être (l'utilité) des générations futures est actualisé

Celle-ci recouvre deux éléments :

- **lorsque l'on raisonne à l'échelle d'une génération, il est légitime de tenir compte d'une certaine impatience.** Cette impatience justifie une valeur de la préférence pure pour le présent comprise entre 0 % et 2 % (ce qui signifie que l'agent donne un poids relativement élevé au futur) ;
- lorsque l'on raisonne sur un horizon de temps supérieur à une génération, l'argument d'impatience perd de sa pertinence et la valorisation de la préférence pure pour le présent soulève des débats éthiques importants. L'équité entre générations plaide pour un taux de préférence pure égal à zéro.

L'effet richesse

Il faut aussi prendre en compte le fait que les conditions de vie des générations futures seront meilleures que les nôtres, au moins en espérance. Avec un taux de croissance de l'économie de 1,5 % par an, la consommation sera 4,4 fois plus élevée dans 100 ans qu'aujourd'hui.

De plus, l'utilité apportée par un petit supplément de consommation (*l'utilité marginale*) est décroissante avec le niveau de consommation.

- Dans la mesure où la consommation est croissante dans le temps et l'utilité marginale décroissante, les ménages attribuent une plus grande valeur à 1 euro dépensé aujourd'hui qu'à 1 euro dépensé dans un an. Ils ont ainsi une préférence pour le lissage dans le temps de la consommation. En d'autres termes, la décroissance de l'utilité marginale traduit une aversion aux inégalités, intertemporelles ou intergénérationnelles.
- L'intensité de cette préférence est mesurée par l'élasticité de l'utilité marginale de la consommation à la consommation.

Ainsi, en investissant dans l'avenir dans une économie en croissance, on appauvrit les générations présentes au profit des générations futures qui seront elles-mêmes relativement plus riches en raison de la croissance et donneront relativement moins de valeur à une unité de consommation supplémentaire. Cela augmente donc les inégalités intergénérationnelles et n'est compensé que si la rentabilité du projet est suffisante.

La règle de Ramsey agrège ces deux effets

$$r_f = \rho + \eta g$$

- r_f est le taux d'intérêt sans risque (*risk-free rate*) qui sert à actualiser un accroissement certain de la consommation future.
- ρ mesure la préférence pure pour le présent.
- g mesure le taux de croissance espéré du PIB/habitant. Plus la croissance anticipée de la consommation par tête est forte, plus les ménages seront réticents à renoncer à une consommation présente.
- η mesure l'élasticité de l'utilité marginale de la consommation à la consommation, ou encore l'aversion de la collectivité aux inégalités. Dans une économie en croissance, plus l'intensité de cette préférence pour le lissage est élevée, plus les ménages exigeront un taux d'intérêt élevé pour substituer une consommation présente par une consommation future.
- ηg correspond donc à la croissance espérée par tête pondérée par un coefficient de déclin de l'utilité marginale avec la richesse.

Si on suppose que la croissance n'est plus déterministe mais subit des chocs aléatoires non corrélés, ce risque sur la croissance future incite à la constitution d'une épargne de précaution. Cela conduit à abaisser le taux sans risque issu de la formule de Ramsey car l'incertitude sur la croissance de la consommation justifie un effort supplémentaire ; σ^2 représentant la variance du taux de croissance du PIB/habitant, plus cette variance est importante, plus l'incertitude est grande et plus le taux d'actualisation sans risque en est réduit.

$$r_f = \rho + \eta g - \underbrace{0.5\eta^2\sigma^2}_{\text{Effet de précaution}}$$

1.2. La prise en compte du risque des projets

Le calcul économique public doit prendre en compte les risques systématiques dont l'État ne peut se prémunir et pour lesquels il n'y a pas de mutualisation possible (par exemple, le risque de crise économique). Cela justifie le fait de favoriser mieux les projets dont les avantages sont moins corrélés avec la croissance économique (qui font

office d'assurance du risque collectif) par rapport à ceux dont les rendements dépendent fortement de la croissance.

$$r = r_f + \beta \phi$$

Prime de risque

- β représente l'élasticité des bénéfices socioéconomiques propres au projet aux variations du PIB/hab. Il est spécifique au projet évalué.
 - β représente l'élasticité des bénéfices du projet : il indique de combien augmentent en moyenne les bénéfices nets du projet (en pourcentage) lorsque le produit par habitant augmente de 1 %.
 - Dans le cas où les bénéfices et les coûts du projet sont indépendants du risque macroéconomique, c'est-à-dire de l'évolution générale de l'économie, alors le taux sans risque peut être utilisé dans le calcul socioéconomique ($\beta = 0$ et $r = r_f$).
 - Si β est positif, les bénéfices du projet augmentent quand la croissance augmente et se réduisent quand la croissance baisse, le projet augmente donc le risque macroéconomique à la marge. Par conséquent, la société doit exiger pour ce projet une rentabilité supérieure au taux sans risque pour qu'il soit considéré comme socialement désirable. C'est la raison pour laquelle le taux d'actualisation est augmenté d'une prime de risque positive ($r > r_f$).
 - Si β est négatif, les bénéfices du projet augmentent lorsque la croissance diminue, ce qui soutient la croissance. Par conséquent, un tel projet d'investissement doit être favorisé car il a un bénéfice assurantiel. On peut accepter un taux de rentabilité espéré inférieur au taux sans risque pour ce type de projet, c'est-à-dire une prime de risque négative ($r < r_f$).
- $\phi = \eta\sigma^2$ représente la prime de risque systématique, tandis que le coefficient β est relatif au projet à évaluer.

2. La détermination du taux d'actualisation des choix publics en France

2.1. Le choix des paramètres

Les rapports successifs du Commissariat général du Plan, du Centre d'analyse stratégique et de France Stratégie, dont le rapport Lebègue (2005) et le rapport Gollier (2017), ont permis de clarifier les principes de construction du taux d'actualisation public et ont proposé des éléments de calibrage. Le rapport Lebègue a retenu un taux de préférence pure pour le présent $\rho = 1\%$, une élasticité de l'utilité marginale de la consommation $\eta = 2$ et une espérance du taux de croissance économique $g = 1,5\%$. Dans ce contexte, le taux d'actualisation pour les projets sans risque devait être :

$$r_f = 1\% + 2 * 1,5\% - 0\% = 4\%$$

Cependant, le rapport Gollier (2010) a souligné l'importance d'intégrer une prime de risque dans le calcul du taux d'actualisation, ce qui a mené à la révision du taux d'actualisation sans risque dans le rapport Quinet (2013) afin de le rendre compatible avec la valeur de la prime de risque utilisée dans le calcul. Par ailleurs, l'effet de précaution étant faible à court terme, il a été jugé pertinent de différencier un taux d'actualisation de court terme et un taux de long terme.

Le taux sans risque et la prime de risque ont ainsi été déterminés conjointement :

- le taux sans risque de 4 % a été abaissé à 2,5 %, afin de prendre en compte notamment la dégradation des perspectives de croissance par rapport au contexte dans lequel raisonnait le rapport Lebègue et les taux d'intérêt très faibles renvoyés par les marchés ;
- le taux sans risque décroît dans le temps pour tenir compte des incertitudes sur la croissance. Il est ainsi fixé à 1,5 % dans le long terme, c'est-à-dire au-delà de 70 ans ;
- la prime de risque systématique a été fixée à 2 % (3 % au-delà de 70 ans).

Ainsi, à court-moyen terme,

$$r = 2,5\% + 2\% * \beta$$

Et à long terme :

$$r = 1,5\% + 3\% * \beta$$

Le rapport aboutit ainsi à un taux d'actualisation – avec prime de risque – de 4,5 % si $\beta = 1$ (mais celui-ci peut varier par grande catégorie de projets, voire en fonction du

projet). C'est ce taux d'actualisation qui est en vigueur pour l'évaluation socio-économique des investissements publics en France.

2.2. La corrélation entre risque économique et risque climatique (le bêta climatique ou bêta carbone)

Concernant le risque climatique, une des sources du débat sur le taux d'actualisation à utiliser vient de la nature intrinsèquement incertaine des bénéfices de la lutte contre le changement climatique. C'est pourquoi les économistes se sont intéressés à déterminer un « bêta climatique », afin d'évaluer quelle est la prime de risque à considérer dans les calculs de rentabilité des investissements participant à la lutte contre le changement climatique. La question sous-jacente est la suivante : lutter contre le changement climatique réduit-il le risque global porté par les générations futures ? En d'autres termes, les dommages climatiques (et donc les bénéfices des investissements verts) sont-ils négativement corrélés avec la croissance économique future ?

On peut au préalable prendre en compte deux canaux de transmissions, donnant des corrélations de signes opposés :

- canal économique : si la croissance est faible, les émissions sont faibles, et les dommages climatiques seront faibles. À l'inverse, si la croissance est forte, les émissions sont fortes et les dommages climatiques seront élevés ;
- canal climatique : si la sensibilité du climat au CO₂ est plus forte qu'anticipé, les dommages climatiques seront élevés. Si la sensibilité du climat au CO₂ est moins forte qu'anticipé, les dommages climatiques seront faibles et le PIB peu affecté.

La valeur du bêta dépend alors de la nature de l'incertitude :

- si l'incertitude principale porte sur le rythme du progrès technique à faibles émissions – qui détermine la croissance économique –, le bêta est positif, c'est-à-dire qu'il faut ajouter une prime de risque positive au taux d'actualisation sans risque pour calculer la valeur actualisée des dommages climatiques marginaux générés par l'émission d'une tonne de CO₂ aujourd'hui, c'est-à-dire le coût social du carbone. En effet, si la croissance est faible, les émissions seront faibles, de même que les bénéfices de la lutte contre le changement climatique. Au contraire, plus de progrès technique, donc plus de croissance et de consommation, mèneront à un accroissement des émissions et du dérèglement climatique et, par conséquent, à un bénéfice marginal de la lutte contre le changement climatique plus important. Par exemple, les bénéfices de la construction d'une digue aux Pays-Bas seront d'autant plus importants que la richesse des villes qu'elle protège est grande. La corrélation entre consommation et bénéfices de la lutte contre le changement climatique serait donc positive, d'où un bêta climatique positif lui aussi ;

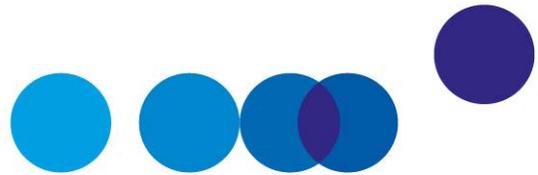
- si l'incertitude principale sur la croissance porte sur l'ampleur des dommages causés par le changement climatique, le bêta climatique est négatif. En effet, s'il existe des risques pour que le dérèglement climatique soit fortement nuisible à la croissance, alors il est nécessaire de favoriser les projets qui luttent contre ce dérèglement afin de soutenir la croissance économique. La baisse de la consommation due au changement climatique augmenterait donc les bénéfices de l'action climatique (corrélation négative). Un bêta climatique négatif aura pour effet de réduire le taux d'actualisation et mènera à valoriser davantage les investissements à faibles émissions de GES.

Lors de la réévaluation du taux d'actualisation effectuée par la commission É. Quinet (2013), celle-ci a retenu à titre conservatoire un bêta d'une valeur de 1 pour le carbone. Le débat concernant le signe du bêta climatique n'est pas tranché : Sandsmark et Vennemo (2007)⁴ ou Daniel *et al.* (2015)⁵ estiment qu'il est négatif, mais ils ne tiennent compte que du canal climatique dans leur analyse (pas d'incertitude sur la croissance économique). Par contre, Dietz, Gollier et Kessler (2018)⁶, qui intègrent les deux canaux mentionnés plus haut et plusieurs autres sources d'incertitude, trouvent que le bêta climatique devrait être positif dans les modèles intégrés climat-énergie comme le modèle DICE de Nordhaus.

⁴ Sandsmark M. et Vennemo H. (2007), « A portfolio approach to climate investments: CAPM and endogenous risk », *Environmental and Resource Economics*, vol. 37(4), p. 681-695.

⁵ Daniel K., Litterman R. et Wagner G. (2015), « Applying asset pricing theory to calibrate the price of climate risk », Columbia Business School.

⁶ Dietz S., Gollier C. et Kessler L. (2018), « The climate beta », *Journal of Environmental Economics and Management*, vol. 87, janvier, p. 258-274.



COMPLÉMENT 6

LES AVANCÉES RÉCENTES DE LA RECHERCHE EN ÉCONOMIE DU CLIMAT

Aude Pommeret¹

L'économie du changement climatique a suscité de nombreuses controverses et soulevé des questions de politique économique de premier plan, dont l'analyse économique s'est ensuite emparée. On peut distinguer quatre grands axes structurant les avancées de la recherche en la matière : la meilleure appréhension des coûts et bénéfices de la politique de lutte contre le changement climatique ; la coordination internationale ; la meilleure prise en compte des phénomènes physiques ; enfin, la mise en évidence et le traitement des potentiels effets pervers de la politique environnementale.

1. Meilleure appréhension des coûts et bénéfices de la politique environnementale

Une première avancée importante relative aux coûts concerne la prise en compte du progrès technique avec des approches multisectorielles de l'innovation et du « progrès technique dirigé ». En effet, il est manifeste que les prix relatifs des énergies affectent significativement le type de technologies qui est développé et adopté². Les analyses coûts-bénéfices des politiques environnementales devraient donc intégrer la réponse endogène du progrès technique aux différentes politiques envisagées. Ainsi Acemoglu *et al.* (2012)³ introduit un tel progrès technique dans un modèle de croissance avec contrainte environnementale, où le bien final requiert des inputs de deux secteurs dont

¹ Département Développement durable et numérique, France Stratégie.

² Popp D. (2002), « Induced innovation and energy prices », *American Economic Review*, 92, p. 160-180.

³ Acemoglu D., Aghion P., Bursztyn L. et Hemous D. (2012), « The environment and directed technical change », *American Economic Review*, 102(1), p. 131-166.

l'un utilise du capital polluant. La R & D peut être dirigée vers l'un ou l'autre de ces deux secteurs. Cet article montre que si les inputs sont suffisamment substituables, la croissance de long terme peut être soutenue dès lors que l'innovation et la production « sales » sont temporairement taxées et que l'innovation « propre » est temporairement subventionnée. *In fine*, la prise en compte de la réaction endogène du progrès technique à la politique environnementale conduit à des scénarios plus optimistes que lorsque le progrès technique reste exogène mais plaide cependant pour la politique environnementale la plus immédiate possible, afin que soit raccourcie une phase de transition avec croissance ralentie.

Toujours dans une perspective de meilleure prise en compte des avancées technologiques et de meilleure appréhension des coûts, certaines approches ont cherché à intégrer les nouvelles technologies hypothétiques – c'est-à-dire encore non développées –, tels le captage et le stockage du carbone (CSC). En effet, le large potentiel du CSC a été souligné par le GIEC⁴, l'Union européenne⁵ et l'Agence de protection environnementale américaine⁶. L'intérêt de considérer cette technologie alors même qu'elle n'est pas encore largement développée réside dans l'alternative qu'elle propose aux énergies renouvelables perçues comme coûteuses, pour lutter contre le changement climatique. Les articles partent alors de l'hypothèse que cette technologie est disponible et étudient son déploiement optimal. Certaines approches prennent en compte les limites géologiques qui existent pour la capacité de stockage,⁷ d'autres insistent sur les interactions entre le CO₂ déjà présent dans l'atmosphère, les quantités d'énergie fossile encore disponibles et le CSC⁸ ; d'autres enfin distinguent les secteurs à l'origine des émissions et reconnaissent que le CSC est plus attractif pour certains – comme la production d'électricité – que d'autres, le transport par exemple. Un résultat important de cette littérature (voir Moreaux et Withagen, 2015⁹) est qu'en présence d'une fonction de dommage, il ne faut pas attendre que le budget carbone soit épuisé pour utiliser le CSC (à supposer que la technologie soit bel et bien disponible avant).

⁴ Metz B., Davidson O., de Coninck H., Loos M. et Meyer L. (2005), *IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage*, Cambridge University Press, New York.

⁵ European Union (2014), « [Climate Action. A low-carbon economy boosts economic growth and creates jobs](#) ». Luxembourg, Office des publications de l'Union européenne, novembre.

⁶ Folger P. (2014), « Carbon capture and sequestration: Research, development, and demonstration at the U.S. Department of Energy », Congressional Research Service, US.

⁷ Lafforgues G., Magné B. et Moreaux M. (2008), « Optimal sequestration policy with a ceiling on the stock of carbon in the atmosphere », in R. Guesnerie et H. Tulkens (eds.), *The Design of Climate Policy*, MIT Press, Cambridge, p. 273-304 ; Ayong Le Kama A., Fodha M. et Lafforgue G. (2013), « Optimal carbon capture and storage policies », *Environmental Modeling and Assessment*, p. 418-426.

⁸ L'optimalité du développement du CSC dépend de façon cruciale de l'énergie fossile encore disponible, compte tenu de la concentration de CO₂ déjà présente dans l'atmosphère. Voir Moreaux M. et Withagen C. (2015), « Optimal abatement of carbon emission flows », *Journal of Environmental Economics and Management*, 74C, p. 55-70.

⁹ *Ibidem*.

Toujours du côté des coûts de la politique environnementale, il a été montré par Vogt Schilb et Hallegatte (2018) que les courbes de coût d'abattement marginal (« MAC curves ») devaient être interprétées avec soin. Il peut en effet être optimal de ne pas réaliser les investissements d'atténuation dans l'ordre croissant de leurs coûts marginaux mais bien d'exercer tôt des options de réduction d'émissions plus coûteuses, car certains investissements ne peuvent pas être déployés de manière instantanée et doivent par conséquent être anticipés. Leur modèle intègre cette caractéristique via des coûts d'ajustement qui prennent en compte le coût d'opportunité croissant de l'utilisation des ressources rares (telles que les travailleurs qualifiés et le capital approprié) nécessaires à l'investissement d'abattement. Ainsi, il sera beaucoup plus cher d'isoler tous les bâtiments d'un pays en trois mois qu'en trente ans. Cette approche leur permet de distinguer entre la valeur du carbone et le coût marginal de l'investissement d'abattement, et montre que les dépenses d'abattement de court terme doivent être supérieures à ce que suggère le prix du carbone et dirigées vers les secteurs les plus difficiles à décarboner. Cela permet donc de concilier une valeur carbone croissante et un investissement d'abattement immédiatement fort (la trajectoire optimale d'investissement dans le temps peut même être décroissante).

Du côté des bénéfices de la politique environnementale, l'analyse économique s'est attachée à mieux prendre en compte les incertitudes – surtout celles qui frappent les dommages environnementaux¹⁰ – dans les modèles d'évaluation intégrée, notamment dans les travaux de Christian Traeger¹¹. L'objectif est bien de pouvoir formuler des politiques de lutte contre le changement climatique pertinentes en l'absence d'une information précise, en particulier sur les bénéfices de telles politiques. Prendre en compte toutes les potentielles réalisations des dommages du changement climatique dans un modèle d'évaluation intégrée se heurte techniquement à « la malédiction de la dimensionnalité » qui détériore le temps de résolution comme la qualité des approximations des fonctions de politiques et implique donc de simplifier au maximum le reste de la modélisation. Ainsi des simplifications doivent être opérées en matière d'états potentiels considérés, de représentation du cycle du carbone ou des délais de réaction des températures. Considérer l'incertitude implique aussi de prendre en compte les comportements des agents vis-à-vis du risque : ces derniers doivent être distingués du comportement vis-à-vis de la substitution intertemporelle grâce à des fonctions d'utilité à

¹⁰ On rappelle qu'une partie de ces dommages présente un caractère marchand – perte potentielle de PIB en raison de la limitation des ressources naturelles et de la perte de capital productif en cas de catastrophe. Mais une autre partie, non marchande et encore plus difficile à valoriser, concerne la perte de biodiversité et les risques de destruction de sociétés et d'écosystèmes.

¹¹ Voir Traeger C. (2014), « A 4-States DICE: Quantitatively addressing uncertainty effects in climate change », *Environmental and Resource Economics*, 59(1), p. 1-37.

la Epstein-Zin¹². De tels modèles, nourris avec les scénarios d'émissions utilisés dans les quatrième et cinquième rapports du GIEC, permettent alors de reproduire des réponses des températures qui s'approchent davantage de celles des gros modèles climatiques (MAGICC¹³) que les modèles déterministes comme DICE¹⁴.

2. Des avancées concernant la coordination internationale des politiques environnementales

Pour traiter le problème global du réchauffement climatique, l'importance de la mise en place d'accords internationaux, qui ont pour le moment culminé au moment de la COP21 de Paris, a été reconnue d'un point de vue académique. Les travaux ont notamment cherché à modéliser les négociations internationales, auxquelles on ne peut appliquer la théorie de la négociation standard. Par exemple, les accords de Paris se sont déroulés de la façon suivante : chaque partie quantifie sa propre contribution (à l'effort de réduction du changement climatique) avant que l'ensemble des engagements soient acceptés, ce qui est qualifié d'approche « bottom-up » et a été fortement critiqué par certains économistes¹⁵. Cela contraste fortement avec le fonctionnement des négociations de Kyoto (1997) lors desquelles une approche « top-down » avait été adoptée pour inciter les gouvernements à réduire les émissions de 5 % par rapport aux niveaux de 1990. Harstad¹⁶ utilise le concept de jeu dynamique avec participation endogène, où les parties peuvent à la fois choisir leur contribution et investir dans leur capacité future à contribuer. Cela lui permet de déterminer la procédure de négociation qui incite le mieux à la participation et d'expliquer l'évolution des caractéristiques des accords atteints entre Kyoto (1997) et Paris (2015). En particulier, il montre que la participation endogène justifie que les négociations soient passées d'accords contraignant fortement un nombre limité de pays à ceux engageant de façon limitée un grand nombre de pays. Hoel (1992)¹⁷ avait déjà montré qu'imposer à toutes les parties une réduction des émissions d'un pourcentage donné décourageait la participation aux négociations. La nécessité d'une forte participation aux accords internationaux a aussi été mise en évidence par Hoel (1991)¹⁸ ou Eichner et Pethig (2011)¹⁹. Il est souvent

¹² Epstein L. et Zin S. (1989), « Substitution, risk aversion, and the temporal behavior of consumption and asset returns: A theoretical framework », *Econometrica*, 57(4), p. 937-969.

¹³ IPCC (2013), *Projections of Global and Regional Climate Change*, chapitre 5.

¹⁴ Nordhaus W. (2017), « Evolution of assessments of the economics of global warming: changes in the DICE model 1997-2017 », NBER WP 23319.

¹⁵ Gollier C. et Tirole J. (2015), « [Making climate agreements works](#) », *The Economist* guest blog, 1^{er} juin,

¹⁶ Harstad, B. (2018), [Pledge-and-review bargaining](#), mimeo,

¹⁷ Hoel M. (1992), « International environmental conventions: the case of uniform reductions of emissions », *Environmental and Resource Economics*, 2, p. 141-159.

¹⁸ Hoel M. (1991), « Global environmental problems: The effects of unilateral actions taken by one country », *Journal of Environmental Economics and Management*, 20, p. 55-70.

avancé que malgré le caractère global du problème des émissions de GES, les actions unilatérales apportent une contribution dans la bonne direction et montrent l'exemple. Pourtant, ces travaux montrent que lorsque les politiques de réduction des émissions sont adoptées unilatéralement ou par un sous-groupe de pays, cela peut avoir une incidence sur le résultat des négociations internationales et finalement conduire à des émissions globales plus élevées. Enfin, une fois les accords établis, on peut s'interroger sur la stabilité des coalitions formées. Benckroun et Chaudhuri (2014)²⁰ montrent que l'adoption d'une technologie propre, en modifiant le rapport de forces, peut déstabiliser une coalition existante, et entraîner des émissions globales plus fortes. Ce résultat a d'autant plus de risques d'apparaître que le stock de pollution est déjà élevé. L'enseignement à en tirer est que les technologies propres ne sont pas la panacée, puisqu'elles peuvent mettre en péril des accords internationaux. Un moyen d'éviter cela serait de renforcer les transferts entre les parties pour que soient tout de même atteints ces accords (voir Germain *et al.*, 2003²¹).

La recherche a aussi cherché à évaluer l'urgence de la mise en place d'accords d'envergure et définitifs. Beccherle et Tirole (2011) obtiennent que retarder les engagements (comme l'ont fait les protocoles de Kyoto et de Copenhague) conduit à des émissions plus élevées, une fois que la négociation a finalement eu lieu, et Açıkgöz et Benckroun (2015)²² montrent que l'anticipation d'accords internationaux – qui est aussi une forme de retardement des accords – a un effet ambigu sur les émissions courantes, qui dépend de la proximité de la cible avec les émissions *business-as-usual*. Harstad (2015)²³ montre même que des accords internationaux, lorsqu'ils ont une durée finie et se succèdent donc dans le temps, peuvent résulter en un bien-être inférieur à celui qui prévaut en l'absence d'accords internationaux car les pays, anticipant les négociations futures, se trouvent confrontés à un problème de « hold-up » (risque d'accroître le pouvoir de négociation de la partie adverse) ce qui réduit leurs incitations à investir dans la technologie propre.

Enfin, la pertinence d'un prix unique du carbone dans le monde²⁴ a animé les débats autour de Jean Tirole, avec l'appel « Pour un accord climatique ambitieux et crédible à

¹⁹ Eichner, T. et Pethig R. (2011), « Carbon leakage, the green paradox, and perfect future markets », *International Economic Review*, vol. 52(3), p. 767-805, 08.

²⁰ Benckroun H. et Chaudhuri A. (2014), « Cleaner technologies and the stability of international environmental agreements », *Journal of Public Economic Theory*, Volume 17, Issue 6.

²¹ Germain M., Toint P., Tulkens H. et De Zeeuw A. (2003), « Transfers to sustain dynamic core-theoretic cooperation in international stock pollutant control », *Journal of Economic Dynamics and Control*, 28, p. 79-99.

²² Açıkgöz Ö. T. et Benckroun H. (2017), « Anticipated international environmental agreements », *European Economic Review*, 92, p. 306-336.

²³ Harstad B. (2016), « The dynamics of climate agreements », *Journal of the European Economic Association*, 14(3), p. 719-752.

²⁴ Voir Tirole J. (2009), *Politique climatique, une nouvelle architecture internationale*, rapport n° 87 pour le Conseil d'analyse économique, et d'Autume A., Schubert K. et Withagen C. (2016), « Should the carbon price be the same in all countries? », *Journal of Public Economic Theory*, 18(5), p. 709-724.

Paris », qui a précédé la COP21²⁵ et préconisé un signal-prix de la politique environnementale identique dans tous les pays du monde. Un tel signal-prix est économiquement souhaitable dans une économie de premier rang où tous les facteurs sont mobiles entre pays, et dès lors que des transferts entre pays sont réalisés, mais politiquement difficile dans la mesure où de tels transferts sont compliqués à mettre en place, ainsi que le remarque le rapport Stern-Stiglitz.

3. Une meilleure prise en compte des phénomènes physiques

Les incertitudes relevées par les sciences du climat se sont réduites. Il est notamment devenu clair qu'en plus des dommages qui augmentent graduellement avec le réchauffement climatique, il existe des niveaux de températures (points de basculement ou « tipping points ») au-delà desquels des catastrophes irréversibles vont se produire. Les exemples souvent proposés sont la modification des courants marins (circulation méridienne de retournement de l'Atlantique), le dépérissement des forêts amazoniennes, la fonte du permafrost avec libération de méthane, etc. Lorsqu'il est connu, le seuil de température incite à une épargne de précaution²⁶. La stratégie consiste en effet à ajuster l'épargne et l'accumulation du capital afin d'atténuer les effets de la catastrophe. Lorsque le seuil est incertain (avec un taux de hasard nul pour les températures dont on a déjà pu observer qu'elles ne déclenchaient pas la catastrophe), il conduit à peu d'effet sur l'épargne de précaution (qui permet de lisser la consommation et concerne aussi l'investissement « sale ») mais à une forte augmentation de la valeur sociale du carbone (qui incite à l'investissement « vert »)²⁷, afin d'enrayer le réchauffement climatique et de réduire l'imminence de la catastrophe. Dans le cas où les effets de la catastrophe ne se font sentir que des décennies voire des siècles plus tard, le coût social du carbone peut se retrouver multiplié par deux²⁸. Van der Ploeg et de Zeeuw (2018)²⁹ étudie les interactions entre l'épargne de précaution et le coût social du carbone et distingue la partie du prix du carbone qui provient des dommages marginaux de celle qui a pour origine le risque d'atteindre le seuil irréversible.

Il a aussi été reconnu qu'il était impossible d'éviter tout réchauffement climatique et qu'il était nécessaire de s'intéresser aux coûts et bénéfices de l'adaptation³⁰, celle-ci étant

²⁵ Voir la [TSE-CEC Joint Initiative](#).

²⁶ Keller K., Bolker B. et Bradford D. (2004), « Uncertain climate thresholds and optimal economic growth », *Journal of Environmental Economics and Management*, 48, p. 723-741.

²⁷ Lemoine D. et Traeger C. (2014), « Watch your step: optimal policy in a tipping climate », *American Economic Journal: Economic Policy*, 6, p. 137-166.

²⁸ Lontzek T., Cai Y., Judd K. et Lenton T. (2015), « Stochastic integrated assessment of climate tipping points indicates the need for strict policy », *Nature Climate Change*, 117, p. 585-597.

²⁹ Voir van der Ploeg R. et de Zeeuw A. (2018), « Climate tipping and economic growth: precautionary capital and the price of carbone », *Journal of the European Economic Association*, 16(5), p. 1577-1617.

³⁰ Voir IPCC (2014), *Climate Change 2014: Impacts, Adaptation, and Vulnerability*.

devenue inévitable. Pourtant, l'adaptation a longtemps été politiquement incorrecte, puisqu'elle signifiait d'une part l'échec de l'atténuation et que, d'autre part, elle risquait d'être interprétée comme une suggestion à réduire les efforts d'atténuation. Des articles de recherche étudient ainsi le mix optimal d'atténuation et d'adaptation. Une question principale concerne la sensibilité de ce mix optimal au niveau de développement des pays. Dans le cadre d'un jeu non coopératif, Buob et Stefan (2010)³¹ avance que les pays les plus riches doivent investir dans les deux politiques tandis que les pays plus pauvres devraient favoriser l'atténuation, dans la mesure où ils n'auraient pas les moyens de réagir aux conséquences du changement climatique. Cependant, Tol (2005)³² insiste sur les différences entre l'adaptation et l'atténuation, qui rendent ces politiques non parfaitement substituables dans la lutte contre les effets du changement climatique et suggèrent de ne pas nécessairement définir conjointement ces politiques. Ainsi, l'adaptation est réalisée et gérée en général au niveau local, et les gouvernements ou les organisations internationales ne doivent pas s'en mêler, au contraire de l'atténuation. Enfin les deux politiques se disputent les ressources pour leur financement, et contrairement à Buob et Stefan, Tol conclut qu'il vaut sans doute mieux, dans les pays pauvres, financer l'adaptation (notamment les politiques de santé) plutôt que l'atténuation.

4. Mise en évidence et traitement de potentiels effets pervers de la politique environnementale

Au niveau macroéconomique, le « paradoxe vert »³³ initialement identifié par Hans-Werner Sinn indique que certaines politiques climatiques destinées à diminuer les émissions de carbone (telles une taxe carbone ou des subventions à l'énergie renouvelable), pourraient au contraire si elles sont introduites de façon progressive, conduire à l'augmentation de ces émissions et donc à accélérer le réchauffement climatique. En effet, les détenteurs d'énergies fossiles sont incités à accroître l'offre de leurs ressources puisqu'ils anticipent une réduction de la demande dans le futur et cela engendre une accélération du changement climatique. La nouveauté de ce raisonnement est qu'il intègre le côté offre du marché des énergies fossiles.

Le « paradoxe vert » est dit *faible* lorsque les émissions courantes augmentent suite à la politique climatique et *forte* lorsque la valeur actualisée des dommages climatiques augmente aussi. Les chercheurs ont déterminé les conditions d'apparition de l'un ou

³¹ Buob S. et Stefan G. (2011), « To mitigate or to adapt: how to combat with global climate change », *European Journal of Political Economy*, 27(1), p. 1-16.

³² Tol R. (2005), « Adaptation and mitigation: trade-offs in substance and methods », *Environmental Science and Policy*, 8(6), p. 572-578.

³³ Voir le numéro spécial de la *Review of Environmental Economics and Policy*, Volume 9, Issue 2, juillet 2015.

l'autre de ces paradoxes. De façon générale, la taille du paradoxe vert faible dépend des valeurs relatives des élasticité prix de la demande et de l'offre d'énergie fossile (voir van der Ploeg, 2016³⁴), et l'apparition d'un paradoxe vert fort nécessite que la première soit supérieure (en valeur absolue) à la seconde. Cependant, lorsque les coûts d'extraction dépendent de la quantité extraite cumulée, la politique climatique peut conduire à laisser dans le sol davantage d'énergie fossile, ce qui empêche l'apparition du paradoxe vert fort (voir van der Ploeg et Withagen, 2012³⁵).

L'existence d'un paradoxe vert est dangereuse dans le sens où elle apporte un argument contre la mise en place de politiques climatiques déjà bien compliquée. C'est probablement pour cette raison que la recherche académique, une fois ce paradoxe bien caractérisé, a principalement cherché à identifier les situations dans lesquelles il est affaibli ou inexistant. Ainsi, il existe des effets d'équilibre général qui peuvent aussi venir contrer le paradoxe vert (voir Eichner et Pethig, 2011³⁶). L'exploitation anticipée des énergies fossiles augmente la production courante au détriment de la production future, ce qui contribue à accroître l'épargne globale et réduire les taux d'intérêt. Or, des taux d'intérêt plus faibles conduisent, selon la règle de Hotelling, à retarder l'extraction des énergies fossile : cet effet joue bien en sens inverse du paradoxe vert et vient donc le limiter. D'autres caractéristiques sont de nature à atténuer le paradoxe vert pour des raisons assez complexes : la substituabilité entre énergie renouvelable et énergie fossile, leur utilisation concomitante, l'existence d'une technologie « backstop sale » qui contribue au réchauffement climatique, etc. (voir van Meijden *et al.*, 2017³⁷).

Au niveau microéconomique se pose la problématique des biens irrécupérables (*stranded assets*). Tout d'abord, il existe davantage d'énergie fossile cotée sur les marchés qu'il est possible d'en brûler pour ne pas dépasser un réchauffement climatique de 2 °C. Cependant, les marchés financiers n'intègrent pas pour le moment dans les prix la possibilité que les gouvernements restreignent effectivement l'extraction pour limiter la hausse des températures à 2 °C (voir Carbon Tracker et Grantham Research Institute, 2013³⁸). Au contraire, la littérature académique a pris en compte les interactions entre ces « stranded assets », le prix du carbone, la croissance économique ou la technologie des énergies renouvelables pour définir des politiques climatiques optimales. Par exemple, un taux d'actualisation plus faible, un taux d'assimilation naturelle du carbone

³⁴ Van der Ploeg F. (2016b), « Second-best carbon taxation in the global economy: the green paradox and carbon leakage revisited », *Journal of Environmental Economics and Management*, 78, p. 85-105.

³⁵ Van der Ploeg F. et Withagen C. (2012a), « Is there really a green paradox? », *Journal of Environmental Economics and Management*, 64(2012a), p. 342-363.

³⁶ Eichner T. et Pethig R. (2011), « Carbon leakage, the green paradox, and perfect future markets », *International Economic Review*, 52(08):767–805

³⁷ Van der Meijden G., van der Ploeg F. et Withagen C. (2017), « [Frontiers of Climate Change](#) », *Environmental and Resource Economics*, 68: 1.

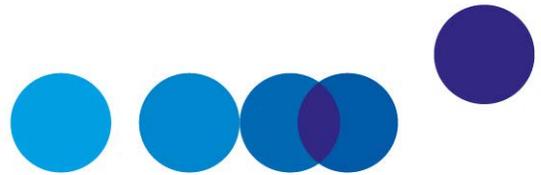
³⁸ Carbon Tracker & Grantham Research Institute (2013), *Unburnable carbon 2013: wasted capital and stranded assets*, London: Grantham Research Institute.

plus faible ou un temps de réaction des températures plus court accroît le prix du carbone et accélère l'adoption des énergies renouvelables, ce qui conduit à un stock plus important d'énergie fossile irrécupérable. Ce dernier doit être pris en compte lors du calcul des coûts d'atténuation et affecte donc la politique environnementale optimale (voir van der Ploeg et Rezai, 2018³⁹).

C'est aussi le cas des biens capitaux utilisés pour extraire l'énergie fossile ou nécessitant beaucoup d'énergie fossile pour fonctionner, qui voient leur déclassement accéléré lorsque la politique climatique est mise en place. De nouveau, le coût de l'atténuation doit intégrer non seulement le coût additionnel d'acquisition du capital propre (*i.e.* qui n'implique pas l'utilisation d'énergie fossile) plutôt que standard (*i.e.* qui requiert l'utilisation d'énergie fossile), mais aussi le coût de la transition vers ce capital propre lié à l'irréversibilité du capital standard déjà en place. Ainsi, Rozenberg *et al.* (2014)⁴⁰ montre que la prise en compte de ces coûts irrécupérables ou « échoués » modifie le choix des instruments de la politique climatique. Avec un prix du carbone, le coût de la transition provient de la sous-utilisation du capital standard qui perd alors en valeur et engendre une perte de revenu. Au contraire, des instruments tels que les subventions ou les normes environnementales, en redirigeant l'investissement, vont permettre d'éviter la sous-utilisation du capital standard et donc les coûts échoués, mais vont réduire les émissions plus lentement. Les auteurs montrent alors que dans ces conditions, le prix du carbone reste l'instrument le plus efficace au sens où il maximise le bien-être, mais le moins acceptable politiquement.

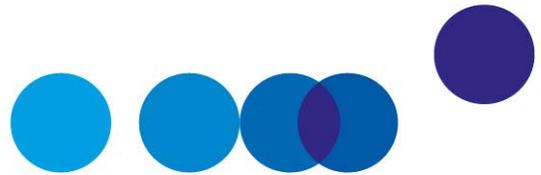
³⁹ Voir van Der Ploeg R. et Rezai A. (2018), « The simple arithmetic of carbon pricing and stranded assets », *Energy Efficiency*, mars, Volume 11, Issue 3, p. 627-639.

⁴⁰ Rozenberg J., Vogt-Schilb A. et Hallegatte S. (2014), « Transition to clean capital, irreversible investment and stranded assets », *Policy Research Working Paper*, Series 6859, The World Bank.



DEUXIÈME PARTIE

MODÉLISATION EMPIRIQUE



COMPLÉMENT 7

LE MODÈLE TIMES-FR

Ariane Millot¹ et Nadia Maïzi¹

1. Description générale

Les modèles (ou plus exactement générateurs de modèles) TIMES² constituent une famille de modèles bottom-up qui permettent de réaliser des exercices de prospective long terme du système énergétique. Ils sont développés dans le cadre du programme ETSAP (*Energy Technology Systems Analysis Programme*) de l'AIE depuis les années 1980 qui regroupe une large communauté dans le monde, environ 300 institutions réparties dans plus de 80 pays. Ces modèles du système énergétique se déclinent à différentes échelles (mondiale, nationale ou locale) et comprennent un ou plusieurs secteurs suivant les données renseignées par l'utilisateur.

Le modèle TIMES-FR est le modèle France développé au sein du Centre de mathématiques appliquées des Mines ParisTech. Initié pour le secteur électrique (Assoumou, 2006), il a été déployé à l'ensemble du secteur énergétique.

2. Un modèle intégré du système énergétique

Les modèles TIMES proposent une représentation détaillée et désagrégée de l'offre technologique : les liens entre l'ensemble des technologies via les différents vecteurs énergétiques sont explicitement représentés et forment le système énergétique de référence (RES pour *Reference Energy System*) comme on peut le voir dans la Figure 1 représentant le modèle TIMES-FR. Les technologies sont différenciées suivant les

¹ Centre de mathématiques appliquées, Mines ParisTech, université PSL.

² TIMES (The Integrated MARKAL-EFOM System) est en fait issu de deux anciens paradigmes de modèle Markal et EFOM. Voir Loulou R. *et al.* (2016) pour plus de détails.

Dans le modèle TIMES-FR, les demandes de services énergétiques qui doivent être satisfaites sont présentées dans le Tableau 1. Le secteur de l'industrie est désagrégé en 23 branches (dont notamment les industries grandes consommatrices d'énergie), le secteur du transport en 15 types de demande de mobilité avec une distinction passagers et marchandises, le secteur résidentiel et tertiaire en 6 et 20 types de demande respectivement dont notamment le chauffage, l'eau chaude sanitaire et la cuisson et enfin l'agriculture en 4 branches.

Tableau 1 – Nomenclature des demandes de service énergétique par secteur

Secteur	Demande
Industrie	Sidérurgie
	Aluminium
	Cuivre
	Autres métaux non ferreux
	Ammoniac
	Chlore
	Autres produits chimiques
	Ciment
	Chaux
	Verre creux
	Verre plant
	Autre minéraux non métalliques
	Extraction
	Alimentation
	Habillement
	Papier haute qualité
	Papier basse qualité
	Matériel de transport
	Construction mécanique
	Bois
	Autres industries
	Consommation non énergétique - Chimie
	Consommation non énergétique - Autres

Secteur	Demande
Transport	Voiture courte distance
	Voiture longue distance
	Moto
	VUL passagers
	VUL marchandises
	Bus urbain
	Bus interurbain
	Poids lourds
	Fret ferré
	Ferré passagers léger
	Ferré passagers
	Aviation nationale
	Aviation internationale
	Navigation nationale
Navigation internationale	
Résidentiel	Chauffage Maison individuelle
	Chauffage Appartements
	ECS Maison individuelle
	ECS Appartements
	Cuisson
	Électricité spécifique

Secteur	Demande
Tertiaire	Chauffage Bureaux
	Chauffage CaHoRe
	Chauffage Commerce
	Chauffage Enseignement
	Chauffage Habitat communautaire
	Chauffage Santé
	Chauffage Sports Loisirs
	Chauffage Transport
	ECS Bureaux
	ECS CaHoRe
	ECS Commerce
	ECS Enseignement
	ECS Habitat communautaire
	ECS Santé
	ECS Sports Loisirs
	ECS Transport
	Cuisson
	Électricité spécifique
	Éclairage public
	Autres
Agriculture	Bâtiments
	Transformation
	Tracteurs
	Autres

3. Un modèle d'optimisation linéaire piloté par la demande

Les modèles TIMES opèrent une optimisation intertemporelle sur un horizon de quelques décennies du coût total actualisé associé au système énergétique, tout en tenant compte de différentes contraintes dont la principale est la satisfaction de la demande de services énergétiques.

Le résultat de cette minimisation propose le bouquet optimal de technologies qui seront déployées sur l'horizon considéré ainsi que leurs niveaux d'activité. La représentation du système énergétique de référence associé au modèle permet de prendre en compte les substitutions possibles entre les différents vecteurs énergétiques pour les différents secteurs, d'estimer l'impact de l'évolution des coûts des énergies et des technologies mais aussi d'évaluer les conséquences sur le système énergétique d'une contrainte de baisse des émissions CO₂.

Le problème d'optimisation linéaire à résoudre est le suivant :

$$\min \sum_{y \in \text{years}} (1 + d_y)^{\text{REFYEAR} - y} * \text{ANNCOST}(y)$$

où :

- *ANNCOST*(*y*) : le coût annuel du système qui comprend entre autre les coûts d'investissement, les coûts fixe de fonctionnement et les coûts variables ;
- *d_y* : le taux d'actualisation ;
- *REFYEAR* : l'année de référence pour l'actualisation ;
- *years* : toutes les années entre l'année de référence et la fin de l'horizon du modèle ;

et est soumis à un ensemble de contraintes :

- la demande en services énergétiques renseignée de façon exogène doit être satisfaite ;
- contraintes techniques :
 - limites de disponibilité des technologies : l'activité des technologies est limitée par des facteurs de disponibilité ;
 - efficacité des technologies : elle permet de relier la consommation des vecteurs énergétiques d'entrée aux commodités de sortie de la technologie ;
 - équilibre des vecteurs énergétiques : le niveau de production d'un vecteur énergétique doit être supérieur à son niveau de consommation ;
 - accumulation des capacités : la capacité installée à une période donnée doit correspondre à la capacité résiduelle de la période précédente augmentée des nouveaux investissements ;
 - contrainte de « peak » dans le secteur de l'électricité : pour une certaine période (habituellement le peak durant l'hiver pour un pays comme la France), la capacité totale de production des technologies produisant de l'électricité doit être supérieure d'un certain pourcentage à la demande moyenne de cette période. Elle

fait office de marge de sécurité vis-à-vis d'évènements extrêmes (hiver froid par exemple) qui ne sont pas explicitement représentés dans le modèle ;

- contraintes en ressources : limites de potentiel de déploiement des EnR, limite dans les imports de pétrole ou dans les ressources d'énergie primaire, etc. ;
- contraintes environnementales ou politiques : limites d'émissions, taxes sur certains secteurs ou subventions.

Tout comme la demande de service énergétique, l'évolution des prix des énergies (comme le pétrole ou le gaz) est renseignée de manière exogène. L'optimisation est réalisée sur toute la période temporelle considérée en supposant donc une connaissance parfaite du futur : tous les développements techniques, économiques et politiques sont supposés connus.

4. Le découpage temporel du modèle

L'horizon du modèle s'étend de 2014, année de calibrage du système énergétique, à 2050. Cette période 2014-2050 est divisée en plusieurs pas de temps : les premiers ont une durée d'un an et à partir de 2021, les pas de temps ont une durée de cinq ans. Les résultats sont donnés pour chaque année médiane du pas de temps considéré.

Les années sont subdivisées en quatre saisons et trois types de moments de la journée (D, N et P) ce qui donne 12 TimeSlices. Les quatre saisons correspondent à l'été, l'automne, l'hiver et le printemps. Le moment D de la journée correspond à la journée des jours ouvrés, N à la nuit des jours ouvrés ainsi qu'à la nuit et à la journée des jours fériés, et P au peak d'un jour ouvré. Ce fin découpage temporel permet de prendre en compte les variations de production de certaines technologies comme les panneaux photovoltaïques ainsi que les variations du niveau des demandes de service énergétique.

5. Détermination de la valeur marginale du CO₂

Le modèle TIMES-FR permet de calculer les émissions CO₂ à partir des consommations d'énergie. Il comptabilise donc uniquement les émissions générées par la combustion d'énergies associées au fonctionnement du système énergétique en se restreignant aux émissions CO₂. Celles-ci représentent toutefois la majeure partie (près de 98 % en 2014) des émissions de gaz à effet de serre dues à la combustion d'énergies, ce qui constitue donc une bonne approximation pour réfléchir aux enjeux de la décarbonation du système énergétique.

Pour évaluer le coût associé à une contrainte de réduction des émissions, on complète la formulation optimale de TIMES décrite précédemment par une contrainte en volume d'émissions CO₂ du système énergétique. Cette contrainte est définie sous forme de trajectoire d'évolution avec des points de relai qui ont été fournis par France Stratégie avec notamment un point de passage en 2030 à – 43 % par rapport à 1990 pour les émissions énergétiques et un point en 2050 à 21 Mt. Ces deux points ont été construits pour correspondre respectivement à l'engagement de la LTECV⁴ de réduire l'ensemble des émissions de gaz à effet de serre de 40 % en 2030 et à l'annonce de l'objectif de neutralité carbone en 2050 dans le Plan Climat.

À la solution optimale (primale) du problème d'optimisation est associée la valeur duale de la contrainte. Cette valeur duale correspond au coût marginal du CO₂, c'est-à-dire l'impact induit sur le coût total actualisé si on augmentait la valeur de la contrainte d'une unité (ici il s'agit d'un coût supplémentaire). Ce coût marginal (valeur duale) est une valeur qui indique finalement le surcoût que la contrainte de décarbonation induit sur le système énergétique. Il constitue une indication pertinente pour élaborer la valeur du carbone.

Références

Assoumou E. et Maïzi N. (2011), « [Carbon value dynamics for France: A key driver to support mitigation pledges at country scale](#) », *Energy Policy*, Special Section: Renewable energy policy and development 39, p. 4325-4336,

Krakovski V., Assoumou E., Mazauric V. et Maïzi N. (2016), « [Feasible path toward 40–100% renewable energy shares for power supply in France by 2050: A prospective analysis](#) », *Applied Energy*, 171, p. 501-522.

Maïzi N., Assoumou E. (2014), « [Future prospects for nuclear power in France](#) », *Applied Energy*, 136, p. 849-859.

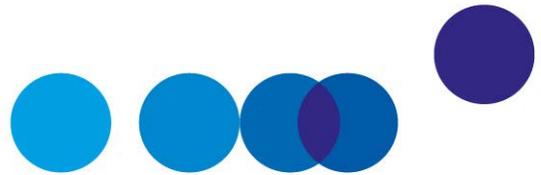
Millot A., Doudard R., Gallic T. L., Briens F., Assoumou E. et Maïzi N. (2018), « [France 2072: Lifestyles at the core of carbon neutrality challenges](#) », in: *Limiting Global Warming to Well Below 2 °C: Energy System Modelling and Policy Development*, Lecture Notes in Energy, Springer, Cham, p. 173-190.

⁴ Loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte.

Bibliographie

Assoumou E. (2006), *Modélisation MARKAL pour la planification énergétique long terme dans le contexte français* (phdthesis), École nationale supérieure des Mines de Paris.

Loulou R., Goldstein G., Kanudia A., Lettila A. et Remme U. (2016), *Documentation for the TIMES Model, Part I: TIMES concepts and theory*, ETSAP.



COMPLÉMENT 8

LE MODÈLE POLES

Sylvain Cail¹ et Quentin Bchini¹

1. Description générale

POLES² (*Prospective Outlook for Long-term Energy Systems*) est un modèle de type technico-économique, de simulation en équilibre partiel du secteur énergétique mondial et par pays à horizon prospectif 2050. Il s'agit d'un modèle économie-énergie-environnement codéveloppé et utilisé par Enerdata, l'université Grenoble-Alpes Métropole (laboratoire GAEL, et le Centre commun de recherche de la Commission européenne (JRC Séville).

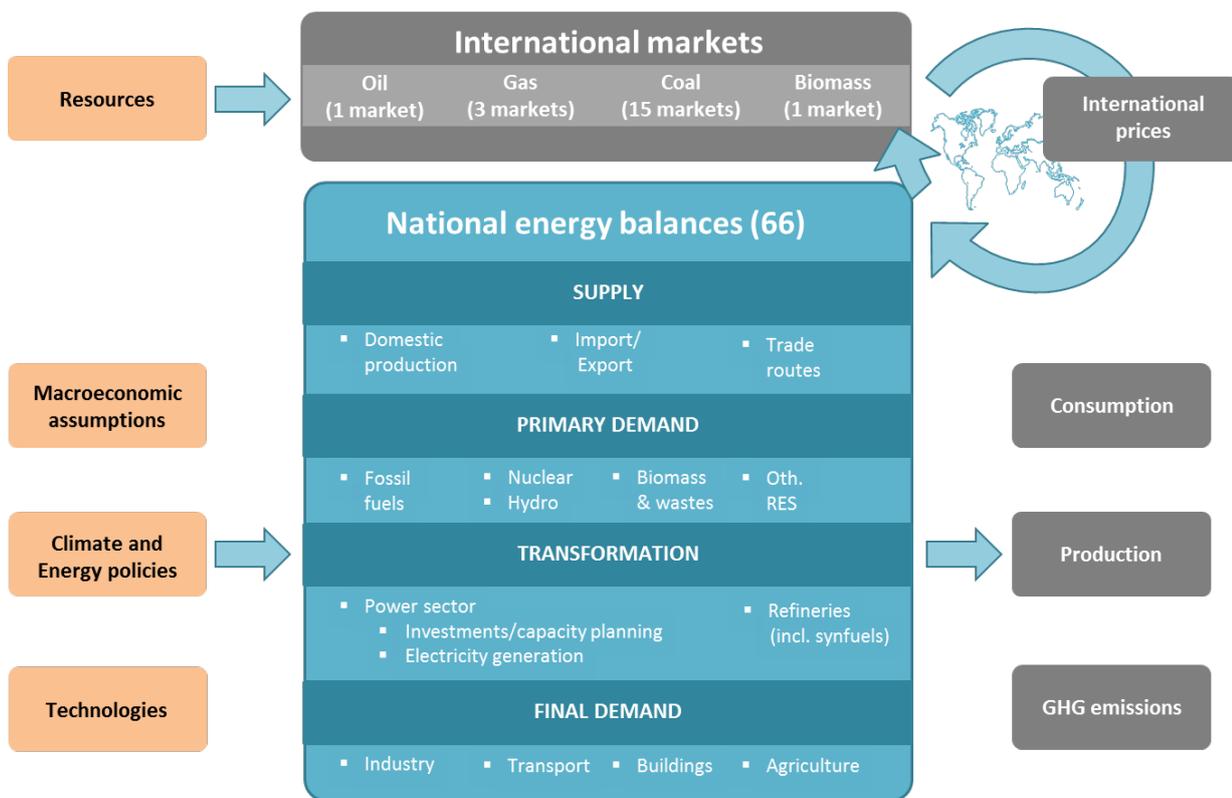
L'approche de modélisation est basée sur une simulation récursive année après année, reposant sur une base de données historiques couvrant la période 2000-2017, et dans laquelle les projections sont calculées via des ajustements progressifs des variables d'offre et de demande d'une part, et des prix des énergies d'autre part.

Le modèle est construit selon une structure hiérarchisée de modules, interconnectés à plusieurs niveaux : mondial, régional et national. Sur le plan national, le modèle intègre différents modules d'exploration et de production d'énergies fossiles et renouvelables, de transformation – avec notamment une description détaillée du secteur électrique –, et de consommation. Sur les plans régionaux et mondiaux, POLES intègre les flux d'échanges de commodités ainsi qu'un module de calcul des prix internationaux et régionaux des combustibles fossiles.

¹ Enerdata.

² www.enerdata.net/solutions/poles-model.html.

Structure générale du modèle POLES



La couverture géographique de POLES comprend un total de 66 pays/régions, à savoir 44 pays individuels (dont le G20 et les États membres de l'Union européenne) ainsi que 12 agrégats régionaux. Ainsi, POLES peut être utilisé pour traiter de problématiques énergie-climat à la fois au niveau mondial, par continent, et par pays individuel.

Couverture géographique

66 countries/regions

Regions	Sub-regions	Countries	Country aggregates
North America		USA, Canada	
Europe	EU15	France, United Kingdom, Italy, Germany, Austria, Belgium, Luxembourg, Denmark, Finland, Ireland, Netherlands, Sweden, Spain, Greece, Portugal	
	EU25	Hungary, Poland, Czech Republic, Slovak Republic, Estonia, Latvia, Lithuania, Slovenia, Malta, Cyprus, Croatia	
	EU28	Bulgaria, Romania	Rest of Europe
		Iceland, Norway, Switzerland, Turkey	
Japan – South Pacific		Japan, Australia, New Zealand	Rest of South Pacific
CIS		Russia, Ukraine	Rest of CIS
Latin America	Central America	Mexico	Rest of Central America
	South America	Brazil, Argentina, Chile	Rest of South America
Asia	South Asia	India	Rest of South Asia
	South East Asia	China, South Korea, Indonesia, Malaysia, Thailand, Viet Nam	Rest South East Asia
Africa / Middle East	North Africa	Egypt,	Rest of North Africa x2;
	Sub-Saharan Africa	South Africa	Rest of Sub-Saharan Africa;
	Middle-East	Saudi Arabia, Iran	Gulf countries; Rest of Middle East

POLES utilise un grand nombre de données d'entrée, notamment sur la période historique (2000-2017). En particulier, les évolutions démographiques et économiques (PIB, valeurs ajoutées sectorielles) sont considérées comme exogènes, ainsi que les hypothèses retenues sur les ressources énergétiques disponibles.

Les évolutions de l'ensemble des variables caractérisant la consommation, la transformation, la production et les prix des énergies sont calculées de manière endogène dans le modèle. Au niveau de la demande d'énergie, POLES représente plus de 15 sous-secteurs de l'industrie, du transport, du résidentiel et de l'agriculture.

Le module électricité de POLES permet de simuler l'évolution du système électrique avec la représentation explicite d'une trentaine de filières paramétrées sur les plans technique, économique et environnemental. Le modèle détermine l'évolution des capacités de production à l'aide d'une fonction de répartition de type logit basée sur les coûts relatifs des technologies. L'évolution du mix électrique est ensuite calculée, en fonction notamment de la demande finale d'électricité, de l'arrivée en fin de vie de centrales existantes et des coûts complets actualisés de production.

Le modèle POLES est particulièrement adapté à la prise en compte et l'analyse d'objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre par l'introduction d'une « valeur du carbone » dans les différents modules (reflétant des permis négociables, une taxe carbone ou une valeur de « signal-prix » nécessaire à l'atteinte d'un objectif), ou, le cas échéant, des valeurs de certificats blancs ou de subventions directes à l'achat ou à la production d'EnR. Le modèle inclut les six gaz à effets de serre désignés par le protocole de Kyoto, dont le CO₂.

2. Caractéristiques détaillées

L'approche méthodologique retenue dans POLES peut être considérée comme hybride, fondée à la fois sur :

- une approche de type « top-down » pour les secteurs de consommation, dont les niveaux de demande sont directement reliés, via des équations économétriques, aux variables d'activité, de prix et de technologies ;
- une approche de type « bottom-up » pour le secteur électrique, avec une représentation explicite de chaque classe technologique.

Le modèle POLES utilise une base de données conséquente dont les principales sources sont : IEA, Banque mondiale, IMF, CEPIL, Eurostat, International Road Federation, UNFCCC, EDGAR, IPCC Assessment Reports, Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, World Resources Institute, Wind Atlas, DLR. Les données d'entrée du modèle sont augmentées de nombreuses sources nationales, directement collectées et traitées par l'équipe Market Research d'Enerdata. L'ensemble des données de POLES sont mises à jour annuellement dans le cadre de l'exercice de scénarisation EnerFuture³ (ajoutant ainsi une nouvelle année d'historique et mettant à jour l'ensemble de la période historique depuis 2000).

La valeur du carbone modélisée dans POLES reflète le signal-prix global nécessaire aux secteurs émetteurs pour atteindre un objectif de réduction d'émissions donné. Cette valeur du carbone peut être appliquée au niveau national, sectoriel ou multi-sectoriel. Appliquée aux secteurs soumis à un marché de permis négociables, cette valeur peut être interprétée comme une approximation du prix des permis observé sur le marché. Appliquée aux autres secteurs, cette valeur reflète le signal-prix comprenant l'ensemble des politiques contribuant à réduire les émissions de gaz à effet de serre, incluant à titre d'exemple tout instrument normatif sur l'efficacité, les régulations sur la qualité de l'air, ou une taxe carbone.

³ www.enerdata.fr/research/prevision-demande-energetique-enerfuture.html.

La modélisation énergie-environnement de POLES permet d'internaliser cette valeur du carbone dans les technologies et secteurs émetteurs, venant altérer la compétitivité entre énergies et entre technologies. En sortie, POLES permet de fournir les bilans énergétiques et d'émissions (six gaz à effet de serre) complets, par sous-secteur et par énergie, pour l'ensemble des pays et régions modélisées et à pas annuel sur l'ensemble de la période 2000-2050.

POLES n'est pas un modèle d'optimisation intertemporelle. La récursivité, année après année, sur laquelle se base le modèle, ne permet ainsi pas de prendre directement en compte les phénomènes d'anticipation qui permettraient à titre d'exemple de peser sur les décisions d'investissement de long terme dans les technologies décarbonées. Cependant, plusieurs nouvelles approches sont actuellement testées dans le modèle POLES, dans le cadre de projet de recherche et développement, permettant de prendre en compte des budgets carbone glissants ainsi que des mécanismes d'optimisation de la valeur carbone sur un horizon temporel de plusieurs décennies.

Le modèle POLES permet à la fois de prendre en compte des hypothèses de coûts des technologies alignées sur des sources reconnues (notamment IEA), mais des courbes d'apprentissages endogènes sont implémentées dans le modèle, permettant de considérer une baisse des coûts des technologies (dont celles renouvelables et non émettrices de gaz à effet de serre) en fonction de la capacité installée dans les projections de long terme.

Principales références

Criqui P., Mima S. *et al.* (1999), « Marginal abatement costs of CO₂ emission reductions, geographical flexibility and concrete ceilings: An assessment using the POLES model », *Energy Policy*, vol. 27, issue 10, p. 585-601.

Criqui P., Mima S., Menanteau P. et Kitous A. (2015), « Mitigation strategies and energy technology learning: An assessment with the POLES model », *Technological Forecasting and Social Change*, Vol. 90, Part A, p. 119-136.

Després J., Mima S., Kitous A., Criqui P., Hadjsaid N. et Noirot I. (2017), « Storage as a flexibility option in power systems with high shares of variable renewable energy sources: A POLES-based analysis », *Energy Economics*, Vol. 64, mai, p. 638-650.

Enerdata, Énergies demain, Seurco-Erasme, CITEPA, Mines ParisTech, Armines, ADEME, IFPen (2015), « [Scénarios prospectifs Énergie-Climat-Air pour la France à l'horizon 2035](#) ».

European Commission – Joint Research Centre (2015), « Analysis of scenarios integrating the INDCs », *JRC Policy Brief*, European Commission, Joint Research Centre, octobre, JRC97845.

Kitous A., Criqui P., Bellevrat E. et Chateau B. (2010), « Transformation patterns of the worldwide energy system – Scenarios for the century with the POLES model », *The Energy Journal*, vol. 31 (Special Issue 1: The Economics of Low Stabilization), International Association for Energy Economics (IAEE), Cleveland, Ohio, USA.

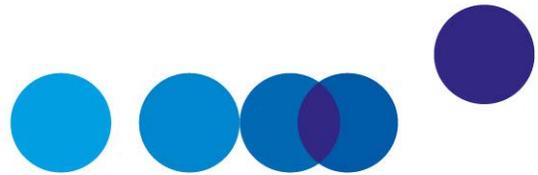
Le Strat F., Pelourdeau E. *et al.* (2014), « Interactions between CO₂ and RES targets: A cost assessment of European Energy Climate Policies with POLES model », *Les Cahiers de la Chaire Économie du climat, Working Paper Series*, n° 2014-04.

Mima S. et Criqui P. (2015), « The costs of climate change for the European energy system: An assessment with the POLES model », *Environmental Modelling and Assessment*, doi:10.1007/s10666-015-9449-3.

Rivera G. L., Reynès F, Cortes I. I., Bellocq F. X. et Grazi F (2016), « Towards a low carbon growth in Mexico: Is a double dividend possible? A dynamic general equilibrium assessment », *Energy Policy*, vol. 96, septembre, p. 314-327.

Vailles C., Alberola E., Farrokhi B., Cassisa C. et Bonnefous J. (2018), « [Mind the gap: Aligning the 2030 EU climate and energy policy framework to meet long-term climate goals](#) », *Climate Brief*, n° 52, Institute for Climate Economics, avril.

Vandycka T., Keramidas K., Saveyn B., Kitous A. et Vrontisi Z. (2016), « A global stocktake of the Paris pledges: Implications for energy systems and economy », *Global Environmental Change*, vol. 41, novembre, p. 46-63.



COMPLÉMENT 9

LE MODÈLE IMACLIM-R FRANCE

Meriem Hamdi-Cherif, Franck Lecocq et Julien Lefèvre¹

1. Description générale

IMACLIM-R France est un modèle d'équilibre général récursif dynamique qui modélise l'évolution de l'économie française en économie ouverte et décomposée en quinze secteurs : énergie (pétrole brut, pétrole raffiné, gaz, charbon et électricité), transport (transport routier de marchandises, transport par voie d'eau, transport aérien, transport de passagers et transport public routier de personnes), construction, industries intensives en énergie, agriculture et services.

IMACLIM-R France est un modèle hybride par construction qui combine approche macroéconomique et approche technico-économique. Il s'appuie sur un cadre comptable hybride décrivant simultanément les flux en valeur monétaire et en unité physique pour les vecteurs énergétiques et certains indicateurs d'activité pour les secteurs transport et résidentiel. La modélisation intégrée des trajectoires macroéconomiques et technologiques repose sur une architecture récursive basée sur l'échange d'informations à pas de temps annuel entre un équilibre macroéconomique multisectoriel et des modules dynamiques dont des modules technico-économiques sectoriels. Cette architecture permet de prendre en compte à chaque période les contraintes liées à la fois au bouclage macroéconomique et aux possibilités techniques explicites. En particulier IMACLIM-R France inclut des modules technico-économiques détaillés pour les secteurs clés de la transition énergétique en France, dont le secteur électrique, le transport de passagers et le secteur résidentiel. Ces modules offrent une représentation explicite des dynamiques technologiques et des générations d'équipement associées.

¹ Centre international de recherche sur l'environnement et le développement (CIRED).

Enfin, IMACLIM-R France est un modèle de simulation de trajectoires macro-économiques et énergétiques dans un monde de « second rang » caractérisé par l'inertie des équipements et du capital installés, des anticipations imparfaites des agents économiques pour leurs choix d'investissement, des marchés imparfaits et l'utilisation partielle des facteurs de production (travail et capital).

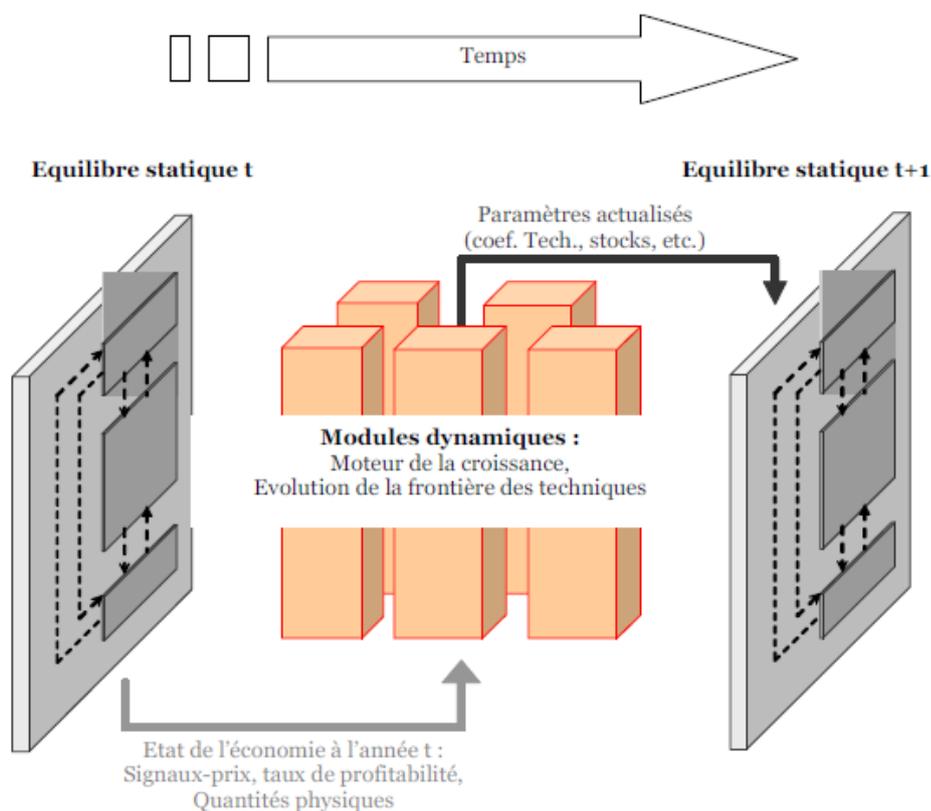
2. Caractéristiques détaillées

Dans IMACLIM-R France, la modélisation en équilibre général hybride s'appuie sur un système de comptabilité double des flux en valeur physique et monétaire qui permet de décrire de façon cohérente l'ensemble des interactions entre les secteurs demandeurs d'énergie, les secteurs énergétiques et le reste de l'économie. L'existence de variables en unité physique (stock d'automobiles, nombre de passager.km, mètres carrés de logement, efficacité énergétique des technologies, etc.) ouvre la voie à l'inclusion rigoureuse de données sectorielles relatives à l'impact des incitations économiques sur la demande finale et la dynamique des systèmes techniques. Chaque année, l'évolution technico-économique fournit un bilan comptable et physique équilibré, duquel découle un certain nombre d'indicateurs (PIB, prix sectoriels, bilan énergétique, investissements sectoriels, consommation des ménages en différents biens et services, taux de chômage, commerce international, etc.). La mise en place de cette comptabilité exige un travail spécifique d'harmonisation des matrices de comptabilité sociale, des bilans énergétiques et des indicateurs d'activité physique (t.km, passager.km, etc.).

Au sein de l'architecture dynamique récursive, la relation entre deux équilibres macroéconomiques annuels consécutifs s'opère à l'aide d'un module dynamique général (informant la dynamique démographique, de productivité générale des facteurs, d'évolution des conditions aux frontières sur les prix des énergies fossiles et la demande mondiale, etc.) et de modules dynamiques sectoriels. Ces modules sectoriels sont plus ou moins détaillés et représentent les dynamiques propres à chaque secteur, compte tenu des contraintes économiques (investissement disponible, consommations intermédiaires et coût de l'énergie) et physiques (par exemple, l'inertie des infrastructures technologiques et des équipements, facteur limitant les progrès de l'efficacité énergétique, asymptotes technologiques). En pratique, chaque année l'équilibre macroéconomique « envoie » aux modules sectoriels des informations sur le nouvel état de l'économie en termes de prix relatifs et niveaux d'activité. Sur cette base à chaque date « t », les modules technicoéconomiques calculent la réponse de chaque secteur à ces informations en termes de choix d'investissement et de technologies encapsulées dans la nouvelle génération de capital permettant l'actualisation des coefficients techniques pour chaque secteur qui va alimenter l'équilibre macroéconomique suivant à t+1. Dit autrement, les modules sectoriels représentent les choix de production/consommation *ex ante* en début d'année (liés à l'installation de nouveaux capital / équipements) sous contrainte d'inves-

tissement disponible (fourni par l'équilibre économique de l'année t) et le rebouclage macroéconomique s'opère sur les choix de production/consommation *ex post* à capacités de production données lors de l'équilibre économique suivant à $t+1$.

Figure 1 – Dynamique récursive du modèle IMACLIM-R (Fr)



IMACLIM-R France inclut des modules technico-économiques détaillés pour la production électrique et les secteurs transport et résidentiel.

Le module électricité distingue 26 technologies de production (conventionnelles, renouvelables, etc.) caractérisées par leurs coûts dont fixes et variables (capital, opération et maintenance, etc.). À chaque pas de temps, sur la base d'une projection de demande et de prix des combustibles futurs, le module estime le parc de production futur coût-optimal (coût total actualisé) nécessaire pour satisfaire la demande future anticipée d'électricité caractérisée par une courbe de charge annuelle et sous contrainte techniques spécifiques (potentiel, intermittence des renouvelables, etc.). Sur cette base, le module calcule les investissements de court terme nécessaires à la réorientation marginale du parc existant vers ce parc optimal compte tenu des caractéristiques du parc existant (technologies et durée de vie restante des capacités de production).

Le module véhicules légers distingue 8 classes de véhicules (dont véhicules thermiques standards, hybrides et électrique) caractérisées par des technologies et efficacités énergétiques différentes. À chaque pas de temps, le module calcule les parts de marché de chaque classe dans la génération annuelle de véhicule sur la base de leurs coûts complets actualisés (dont coût d'achat des véhicules et dépenses en carburant) et transmet à l'équilibre économique suivant les nouvelles caractéristiques du parc moyen. Au-delà le modèle distingue trois autres modes de transport passagers (transport public terrestre, aérien et non motorisé) et la substitution entre ces modes s'opère via la fonction d'utilité de l'équilibre économique sous contrainte de budget économique, budget-temps et d'infrastructures installées par mode. Enfin, pour chaque mode de transport passager et fret (terrestre et mer), l'évolution de l'efficacité énergétique et du mix énergétique est déterminée par des élasticités de substitution combinées à des asymptotes techniques.

Le module résidentiel détaille la dynamique du stock de bâtiments selon différentes classes de logement et selon les différents usages énergétiques domestiques (chauffage, eau chaude sanitaire, cuisson, réfrigération, appareils électroniques, etc.). La surface de logement par habitant répond à une élasticité-revenu avec asymptote. Enfin les autres secteurs dont l'agriculture, l'industrie et les services font l'objet de modules dynamiques simplifiés et l'évolution de leur intensité et mix énergétique s'opère par du progrès technique et des élasticités de substitution.

De manière générale les choix d'investissement contrôlés par les modules dynamiques sont réalisés sous anticipation imparfaite et adaptative des signaux économiques futurs (prix et demande espérée) selon des modalités propres à chaque secteur (extrapolation des tendances passées, horizon de projection, etc.). Néanmoins, dans le cadre de cet exercice et conformément à la conception d'une trajectoire de valeur tutélaire du carbone connue à l'avance par les agents économiques, le prix futur du carbone fait exception et est parfaitement anticipé par les agents économiques et inclus dans leur calcul économique selon des horizons de projection propres à chaque secteur (entre t+5 et t+20).

Le modèle représente des mécanismes de progrès technique autonome et induit sur l'énergie et la décarbonation aux niveaux sectoriel et technologique. Dans l'industrie, l'agriculture, les services, le transport public et le fret, une tendance de progrès technique autonome réduit l'intensité énergétique moyenne des secteurs au cours du temps. Dans l'industrie, ce mécanisme synthétise l'effet combiné de gains d'efficacité énergétique « au fil de l'eau » et d'un changement structurel lié à la baisse de la part des industries lourdes. Dans les secteurs électricité, véhicules légers et résidentiel, cette tendance de progrès technique autonome intervient à l'échelle technologique et correspond à des gains d'efficacité énergétique. Le modèle représente également des mécanismes de progrès technique induit avec induction par les prix (prix du carbone) ou par la pratique

(*learning-by-doing*). L'induction par les prix opère au niveau des « méta-secteurs » via des élasticités des intensités énergétiques au prix du carbone. Le progrès technique par apprentissage intervient au niveau technologique pour la production électrique et les véhicules légers. Le coût d'une technologie décroît et/ou son efficacité énergétique augmente en fonction du cumul d'investissement dans cette technologie selon des courbes d'apprentissage.

Au niveau macroéconomique, la modélisation de l'économie française en économie ouverte nécessite des hypothèses sur les conditions aux frontières de la France. Importations et exportations évoluent selon des élasticités aux termes de l'échange entre la France et le reste du monde. Les exportations françaises suivent des tendances exogènes hors effet prix tirées par la demande mondiale. Les prix mondiaux suivent également des tendances exogènes, les prix des énergies fossiles en particulier.

La trajectoire de croissance est principalement déterminée par la démographie, les gains de productivité du travail, la demande et les prix mondiaux et le progrès technique sur l'énergie mais IMACLIM-R France modélise spécifiquement l'écart dynamique entre une croissance naturelle ou potentielle et une croissance réelle qui résulte des frictions engendrées par des comportements en information imparfaite, l'inertie des systèmes techniques et des marchés imparfaits.

En synthèse, IMACLIM-R France décrit des trajectoires de croissance d'une économie en prix et en quantités, et permet d'en étudier les caractéristiques en termes de grands équilibres économiques (fiscalité, transferts, financement de l'état, importations, exportations, compétitivité) et de prix relatifs, cela pour différentes visions du changement technique et différentes hypothèses sur le monde extérieur (croissance mondiale, prix du pétrole principalement). Décrivant de façon explicite les inerties dans les capacités de production, les infrastructures, les équipements des ménages, la structure d'IMACLIM-R permet de prendre en compte les difficultés dans les sentiers de transition dues aux frictions du court terme en particulier. En sens inverse, parce que l'économie ne fonctionne pas nécessairement de façon optimale, il y a des possibilités de sous-utilisation des capacités installées et de la main-d'œuvre, lesquelles permettent de décrire la capacité de rapprocher l'économie réelle de sa « croissance potentielle » et d'examiner dans quelle mesure ce rapprochement permet de contrebalancer les coûts économiques des « frictions » de court terme. Sur le moyen et long terme, parce qu'il fonctionne selon une logique de progrès technique endogène, avec des effets d'apprentissage dépendant du cumul d'investissements sur une technologie donnée, il peut représenter les gains venant d'un déplacement de la « frontière » de production.

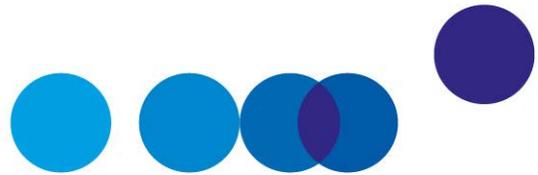
Références

Bibas R., Mathy S. et Fink M. (2012), *An “acceptable” low carbon scenario for France: Participatory scenario design and economic assessment*, Final deliverable ENCILOW-CARB project.

Bibas R. et Hourcade J.-C. (2013), « *Transitions énergétiques en France : enseignements d'exercices de prospective* », Contribution au débat national sur la transition énergétique, *CIREN Working Papers*, n° 2013-51.

Mathy S., Fink M. et Bibas R. (2015), « *Rethinking the role of scenarios: Participatory scripting of low-carbon scenarios for France* », *Energy Policy*, 77, p. 176-190.

Bibas R., Hourcade J.-C. et Cassen C. (2017), « *Évaluation macro-économique de la trajectoire bas carbone de l'UFE avec IMACLIM-R (Fr)* », rapport CIREN-SMASH-UFE.



COMPLÉMENT 10

LE MODÈLE NEMESIS

Baptiste Boitier, Arnaud Fougeyrollas, Gilles Koléda,
Pierre Le Mouël et Paul Zagamé¹

1. Description générale

Le modèle NEMESIS est un système de modèles économétriques sectoriels détaillés (30 secteurs d'activité) élaborés pour chacun des pays de l'Union européenne. Il est destiné à la prospective quantitative et à l'analyse (l'évaluation) des politiques économiques, notamment les politiques dites « structurelles » dont les effets atteignent les moyen et long termes (recherche et innovation, environnement, énergie, fiscalité, budget, etc.). Il se distingue d'autres modèles économiques en ce qu'il détermine le sentier de croissance macroéconomique par une dynamique complexe résultant d'évolutions sectorielles, de forces d'interdépendance entre secteurs très hétérogènes et de « retours macroéconomiques ».

Le modèle s'écarte de la structure traditionnelle des modèles économétriques « néo-keynésiens » en ce sens que le bloc « offre » incorpore des propriétés tirées des nouvelles théories de la croissance : progrès technique endogène, performance économique dépendant des investissements en R & D, TIC, logiciels, formation, et des externalités de connaissance. Cependant, cette version endogène du progrès technique n'a pas été utilisée dans cette étude.

L'international (hors Europe) est principalement formalisé par la modélisation des échanges extérieurs avec les différentes régions du monde (les principales économies sont distinguées hors Europe). Cette formalisation est étendue pour les États-Unis et le Japon à la représentation des échanges de connaissances scientifiques avec l'Europe.

¹ SEURECO (Société européenne d'économie).

Dans NEMESIS, les prix sont déterminés selon la logique de la concurrence monopolistique par un taux de mark-up appliqué aux coûts, c'est-à-dire que les entreprises répercutent 100 % de la baisse relative des coûts. Les salaires sont déterminés selon un modèle WS-PS qui, dans certains cas, se réduit à une courbe de Phillips augmentée. Le cœur des mécanismes du modèle résulte de l'arbitrage d'agents représentatifs, anticipant de manière imparfaite l'évolution des variables de prix pour prendre leurs décisions d'investissement et de consommation.

L'équilibre offre/demande des produits résulte du comportement optimisateur (1) des entreprises (soit une entreprise représentative par secteur d'activité) modifiant leur mix de facteurs de production en fonction de l'évolution de leurs coûts relatifs (coût du capital lié au taux d'intérêt, salaires, prix de l'énergie) et de leur degré de complémentarité/substituabilité (soit de la technologie des secteurs), (2) des ménages procédant d'abord à un partage entre consommation finale et épargne puis allouant leur budget entre différents postes de consommation (27 au total) en fonction de l'évolution des prix relatifs de ces postes et (3) du Reste du monde dont les échanges commerciaux dépendent de la compétitivité relative des entreprises des pays européens et du niveau d'activité.

Ainsi le modèle permet de construire des scénarios prospectifs quantitatifs et de simuler les réactions à un choc exogène, qu'il soit de politique économique ou de l'environnement international, et de calculer ses conséquences sur le PIB, les composantes du PIB, les prix, l'emploi et cela aussi bien à un niveau macroéconomique que sectoriel, pour l'ensemble de l'Europe ou pour chaque pays.

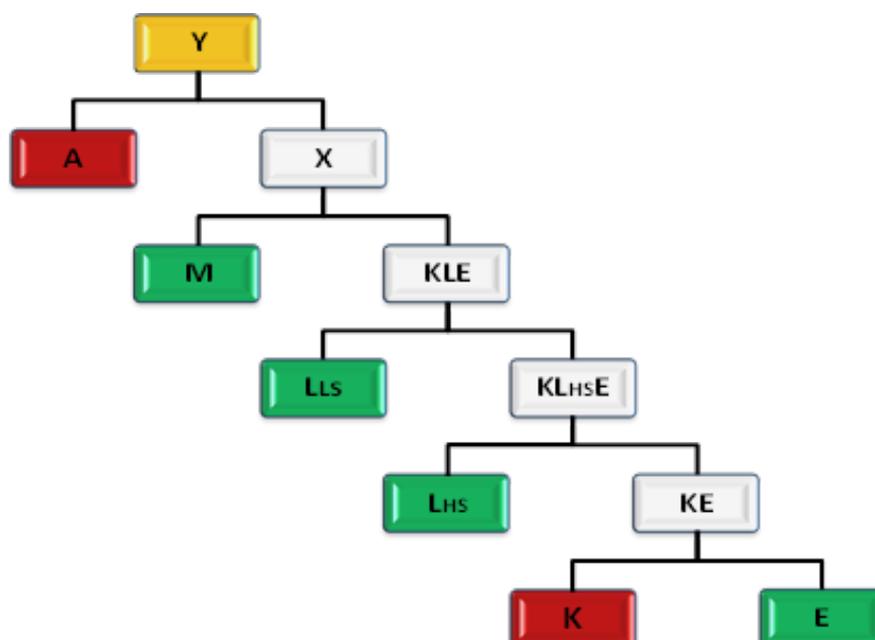
2. Le module énergie-environnement

NEMESIS comporte par ailleurs un module énergie-environnement. Ce module détaille les consommations intérieures et finales énergétiques en produits (pétrole, gaz, charbon, biomasse, etc.) et permet de calculer les consommations énergétiques en unités physiques ainsi que les émissions de CO₂ liées à l'énergie. Enfin, ce module comprend également une représentation relativement fine de plusieurs technologies de production d'électricité.

La représentation de la demande d'énergie du secteur productif

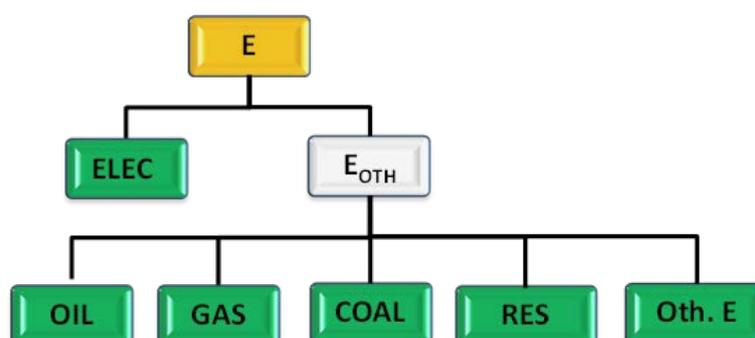
Le modèle NEMESIS utilise des fonctions de production de type CES emboîtées pour représenter les demandes de facteur ; celles-ci prennent la forme ci-dessous (Figure 2).

Figure 2 – Structure CES du modèle NEMESIS pour les facteurs de production



Les élasticités de substitution sont différentes à chaque niveau de la fonction CES et varient également entre secteurs de production, elles ont été majoritairement estimées et quelque fois calibrées. Le facteur « énergie » est donc associé au capital au dernier étage de la fonction CES et il est ensuite divisé entre produits énergétiques (Figure 3) en deux étapes. Un premier niveau de CES distingue l'énergie électrique des autres types de produits énergétiques, avec une élasticité de substitution égale à 0.7. Au niveau inférieur, les autres produits énergétiques sont tous dissociés, ils sont au nombre de 10, avec les énergies fossiles (pétrole, gaz et charbon), les énergies renouvelables (biogaz, biocarburants, géothermie, bois et autres biomasses) et les autres produits énergétiques (déchets urbains et industriels). À ce dernier niveau, l'élasticité de substitution est de 0.4.

Figure 3 – Structure CES du modèle NEMESIS pour les produits énergétiques



Cette méthodologie, avec des fonctions de production CES emboîtées, est utilisée pour l'ensemble des secteurs de production à l'exception des secteurs énergétiques où sont distinguées les consommations énergétiques de « process » et autres types de consommation. Les consommations énergétiques dites de « process » sont en fait proportionnelles à la production du secteur (par exemple, la quantité de pétrole brut entrant dans les raffineries est supposée proportionnelle à la quantité de pétrole raffiné sortant des raffineries).

Enfin, une modélisation spécifique existe pour le secteur de la production d'électricité. Chaque source d'énergie nécessaire à la production d'électricité est modélisée à l'aide d'une fonction de réaction qui dépend de la demande totale d'électricité, des coûts complets relatifs de chaque technologie (coûts complets qui intègrent les coûts d'investissement, d'exploitation et de maintenance, des intrants énergétiques et du CO₂) et de la part de cette technologie dans le mixte total ; cette part jouant négativement sur le déploiement de la technologie. Par ailleurs, dans la version actuelle du modèle, les technologies électronucléaire, hydraulique et géothermique sont exogènes.

Du côté des consommateurs, les besoins énergétiques des ménages sont intégrés dans les fonctions de consommation des ménages et suivent la même modélisation que ces dernières. La détermination de la consommation suit un processus en plusieurs étapes. Dans une première étape, le modèle détermine le volume global de consommation finale des ménages en liant la consommation agrégée et les revenus et la richesse. Dans une seconde étape, la consommation agrégée des ménages est divisée en 27 postes de consommation à l'aide d'un module d'allocation, lequel suppose une séparabilité par groupe. Autrement dit, le consommateur représentatif alloue sa consommation agrégée aux 27 postes de consommation par étapes successives. Dans une première étape, le consommateur décide d'allouer sa consommation entre biens durables et biens non durables. Dans une seconde étape, il alloue la consommation aux sous-groupes associés au type de bien précédemment sélectionné, et ainsi de suite jusqu'à l'allocation aux 27 postes de consommation.

Enfin, les consommations en unités physiques des énergies fossiles permettent de calculer les émissions de CO₂ associées. Ainsi, le modèle ne calcule qu'une partie des GES, le secteur « 1.AA. Fuel Combustion – Sectoral Approach » pour le CO₂, les émissions de CO₂ du secteur « 1.B. Fugitive emissions » sont également modélisées mais de manière plus frustre. Les autres GES (CH₄, N₂O, HFCs, PFCs, SF₆) sont comptabilisés mais ne sont pas modélisés, ils suivent des hypothèses exogènes à

définir. Enfin, dans l'état actuel du modèle, les émissions du secteur « LULUCF² » ne sont pas prises en compte ni même comptabilisées.

3. Références

Le modèle NEMESIS a été élaboré par un consortium européen coordonné par l'équipe ERASME (initialement UP1 et École centrale) et par des universités ou institutions de recherche européennes dont le cœur est constitué par l'UNU-MERIT de Maastricht, l'université polytechnique d'Athènes, le bureau fédéral du plan belge. Le modèle a été continûment financé par des programmes européens de recherche, à partir du FP5 jusqu'à H2020, ce qui a permis un entretien et une amélioration continue de ses mécanismes, pour les maintenir au niveau des standards économétriques du moment. D'autres institutions ont également participé à son financement, il s'agit notamment, en France, du ministère de la Recherche et de la Chambre de commerce et d'industrie de Paris. Aujourd'hui le modèle est amélioré par sa participation à deux programmes de Recherche H2020, SETNAV (énergie et environnement) et I3U (recherche et innovation).

Lors des cinq dernières années, SEURECO a réalisé un nombre important d'études visant à quantifier, à l'aide du modèle NEMESIS, les conséquences économiques en France et/ou dans l'Union européenne de diverses politiques publiques. En termes de fiscalité, SEURECO a réalisé des travaux dans le cadre du Haut Conseil du financement de la protection sociale (HCFi-PS, 2014)³ ainsi que plusieurs études pour la Direction générale des entreprises (ex-DGCIS)⁴.

NEMESIS a également été utilisé pour des évaluations de politiques publiques (ou scénarios) liées à l'environnement :

- soit en utilisant directement le module énergie-environnement du modèle NEMESIS, avec par exemple le projet européen AMPERE (Capros *et al.*, 2014)⁵, la comparaison

² *Land-Use, Land-Use Change and Forestry* (utilisation des terres, du changement d'affectation des terres et de la foresterie).

³ Haut Conseil du financement de la protection sociale (2014), *Point d'étape sur les évolutions du financement de la protection sociale*, chap. 5, mars.

⁴ Travaux n'ayant pas fait l'objet de rapport public, voir par exemple : Assemblée nationale, « [Compte rendu – Mission d'information sur le crédit d'impôt pour la compétitivité et l'emploi](#) », Présidence de M. Olivier Carré, Compte rendu n° 14, XIV^e Législature, Session extraordinaire de 2013-2014, 17 juillet 2014..

⁵ Capros P., Paroussos L., Fragkos P., Tsani S., Boitier B., Wagner F., Busch S., Resch G., Blesl M. et Bollen J. (2014), « European decarbonisation pathways under alternative technological and policy choices: A multi-model analysis », *Energy Strategic Reviews*, n° 2(3-4), p. 213-245. Doi: 10.1016/j.esr.2013.12.007.

de modèles (Boitier *et al.*, 2015)⁶ ou encore la revalorisation de la valeur tutélaire du carbone (étude en cours) ;

- soit en couplant le modèle NEMESIS avec d'autres modèles (outils) plus spécifiques, ce fut le cas par exemple au niveau français pour des travaux menés pour la DGEC (MEDDE, 2015)⁷ ou pour l'ADEME (Beylot *et al.*, 2016 ; 2017)⁸ ou encore au niveau européen avec l'étude EMPLOY-RES II (Duscha *et al.*, 2016)⁹ ou le projet de recherche SET-Nav (en cours)¹⁰.

Enfin, le modèle a été utilisé de nombreuses fois dans l'évaluation des conséquences économiques de politiques publiques en faveur de l'innovation avec l'évaluation *ex ante* des programmes de recherche européens H2020 (EC, 2012 – Annex 5)¹¹ et post-H2020 (en cours) et des appels à propositions du FP7 (Zagamé, 2010 ; Fougeyrollas *et al.*, 2010, 2011 ; Zagamé *et al.*, 2012)¹². SEURECO a également participé récemment à l'évaluation « *ex post* » des politiques de recherche européenne (PPMI, 2017 ; EC, 2017)¹³.

L'expérience de l'équipe SEURECO est également importante dans la réalisation de scénarios prospectifs à moyen/long terme. En 2012 et 2014, le modèle NEMESIS avait été mobilisé par France Stratégie (Conseil d'analyse stratégique à l'époque) pour réaliser

⁶ Boitier B., Callonnet G., Douillard P., Epaulard A., Ghersi F., Masson E. et Mathy S. (2015), « [La transition énergétique vue par les modèles macroéconomiques](#) », *Document de travail*, n° 2015-05, France Stratégie, octobre.

⁷ Ministère de l'Écologie et du Développement durable (2015), « [Stratégie nationale bas-carbone – Résumé pour décideurs](#) ».

⁸ Beylot A., Boitier B., Lancesseur N. et Villeneuve J. (2016), « A consumption approach to wastes from economic activities », *Waste Management*, Vol. 49, mars, p. 505-515 ; Beylot A., Boitier B., Lancesseur. and Villeneuve J., « The waste footprint of French households in 2020 – A comparison of scenarios of consumption growth using input-output analysis », *Journal of Industrial Ecology*, forthcoming. Doi: 10.1111/jiec.12566.

⁹ Duscha V., Fougeyrollas A., Nathani C., Pfaff M., Ragwitz M., Resch G., Schade W., Breitschopf B. et Walz R. (2016), « Renewable energy deployment in Europe up to 2030 and the aim of a triple dividend », *Energy Policy*, vol. 95, p. 314-323. Doi: 10.1016/j.enpol.2016.05.011.

¹⁰ www.set-nav.eu.

¹¹ European Commission (2012), *The Grand Challenge – The design and societal impact of Horizon 2020* », Directorate-General for Research and Innovation. Doi: 10.2777/85874.

¹² Zagamé P. (2010), « [The costs of a non-innovative Europe: What can we learn and what can we expect from the simulations works](#) », EC publications ; Fougeyrollas A., Le Mouël P. et Zagamé P. (2010), « Consequences of the 2010 FP7 Budget on European Economy », DEMETER Project report ; Fougeyrollas A., Le Mouël P. et Zagamé P. (2011), « [Consequences of the FP7 2012 call on European economy and employment](#) », DEMETER Project report ; Zagamé P., Fougeyrollas A. et Le Mouël P. (2012), « [Consequences of the 2013 FP7 call for proposals for the economy and employment in the European Union](#) », DEMETER Project report.

¹³ PPMI (2017), « [Assessment of the Union Added Value and the economic impact of the EU Framework Programmes \(FP7, Horizon 2020\)](#) », European Commission ; European Commission (2017), « [In-depth interim evaluation of horizon 2020](#) », *Commission Staff Working Document*, SWD(2017) 221 final, SWD(2017) 222 final.

les projections d'emploi à l'horizon 2020 (CAS, 2012)¹⁴. Par la suite, SEURECO a participé aux projets européens NEUJOBS (Velskova *et al.*, 2014)¹⁵ et FLAGSHIP (Boitier *et al.*, 2016)¹⁶ ainsi qu'à l'étude pour le European Political Strategy Centre (Bureau of European Policy Advisers précédemment) menée par le CEPS sur le futur de l'économie européenne dans l'économie mondiale (Gros *et al.*, 2013)¹⁷.

Enfin, SEURECO participe à différents projets de recherche européens (SIMPATIC, I3U)¹⁸, projets qui, entre autres, ont permis d'améliorer la représentation du progrès technique dans le modèle NEMESIS (Le Mouël *et al.*, 2016)¹⁹, en étendant les actifs d'innovation aux TIC et autres intangibles (logiciels et formation), en plus de la R & D.

¹⁴ Jolly C., Liegey M., Passet O., Boitier B., Fougeyrollas A., Le Mouël P. et Zagamé P. (2012), *Les secteurs de la nouvelle croissance : une projection à l'horizon 2030*, Rapport du Centre d'analyse stratégique (CAS), Paris, La Documentation française, janvier.

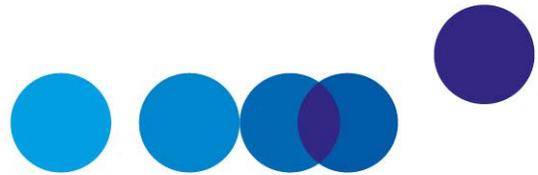
¹⁵ Velskova M., van der Gaag N., Boitier B., Lancesseur N. et Zagamé P. (2014), « How much work will there be? Where is it going to come from? », Chapter 3 in Beblavy M., Maselli I. et Veselkova M., *Let's Get to Work! The future of labour in Europe*, vol. I.

¹⁶ Boitier B., Fougeyrollas A., Lancesseur N., Le Hir B., Le Mouël P. et Zagamé P. (2016), « FLAGSHIP scenarios: Two long-run perspectives of the European Economy », FLAGSHIP Deliverable D4.2, janvier.

¹⁷ Gros D., Alcidi C., Berhens A., Blockmans S., Busse M., Egenhofer C., Fontagné L., Fougeyrollas A., Koleda G., Maselli I., Ramos P.A., Sessa C. et Zagamé P. (2013), « The Global Economy in 2030 : Trends and strategies for Europe », *CEPS Paperbacks*.

¹⁸ simpatic.eu, www.i3u-innovationunion.eu.

¹⁹ Le Mouël P., Le Hir B., Fougeyrollas A., Zagamé P. et and Boitier B. (2016), « *Toward a macro-modelling of European Innovation Union: The contribution of NEMESIS model* », paper presented at the 9th Conference on Model-based Evidence on Innovation and DEvelopment (MEIDE) the 16-17 June 2016 in Moscow, Russia.



COMPLÉMENT 11

LE MODÈLE THREE-ME

Gaël Callonnec, Raphaël Cancé et Aurélien Saussay¹

Le modèle Three-ME, modèle macroéconomique multisectoriel d'évaluation des politiques énergétique et environnementale, développé depuis 2008 par l'OFCE et l'ADEME, et co-mobilisé par le ministère de la Transition énergétique et solidaire depuis 2013, est un modèle d'équilibre général calculable néokeynesien au sens où la dynamique des prix et de l'offre de monnaie rend compte de déséquilibres transitoires sur les marchés et notamment le marché du travail. C'est un modèle hybride au sens où sont conciliées une approche top-down classique et une approche bottom-up qui consiste à donner un fondement microéconomique aux décisions des ménages quant à la consommation énergétique, la rénovation thermique et l'achat de logements et de véhicules.

1. Description générale

Le modèle Three-ME est multi sectoriel : il comprend 24 secteurs économiques (agriculture, sidérurgie, production d'énergie, transport ferroviaire, services non marchands, etc., ce qui permet d'analyser les effets des transferts d'activité d'un secteur à un autre (en termes d'emploi, d'investissement, d'importations, etc.). Enfin, en particulier, le modèle Three-ME considère quatre facteurs de production (le capital, le travail, les consommations intermédiaires et l'énergie) et 17 types d'énergies potentiellement substituables entre elles.

Le modèle comprend 14 000 équations et 70 000 paramètres. Ses principales caractéristiques sont les suivantes :

¹ OFCE (Observatoire français des conjonctures économiques).

2. La détermination des prix

Le modèle est d'inspiration néokeynésienne. À la différence des modèles walrassiens, les prix ne s'ajustent pas instantanément pour équilibrer l'offre et la demande sur les marchés.

- **Sur le marché des biens**, le prix notionnel est obtenu en appliquant un taux de marge sur les coûts unitaires de production (théorie du mark-up). Les marges elles-mêmes dépendent de la variation de la demande en volume adressée aux entreprises.
- **Sur le marché du travail**, le salaire n'ajuste pas instantanément l'offre et la demande d'emploi. Il peut donc exister un équilibre de sous-emploi chronique et du chômage involontaire. Le salaire est déterminé par une courbe Wage-Setting. Elle suppose que la rémunération du travail dépend du pouvoir de négociation des salariés qui dépend du taux d'inflation, de l'évolution du taux de chômage et de la productivité du travail.
- **Sur le marché du capital**, les taux d'intérêts n'équilibrent pas instantanément l'épargne et l'investissement car il est supposé que les investissements peuvent être non seulement financés par l'épargne mais aussi par des crédits bancaires, autrement dit par de la création monétaire. Cette caractéristique limite le traditionnel effet d'éviction que l'on trouve dans les modèles walrassiens où pour un montant donné d'épargne, la hausse des investissements des uns est financée au détriment des autres. Les taux d'intérêt sont fixés par les autorités monétaires en fonction de l'évolution de l'inflation et de l'activité économique (règle de Taylor). Dans cet exercice, il a été supposé que le taux d'intérêt réel resterait fixe. Implicitement l'offre de monnaie s'ajuste à la demande de monnaie en fonction de la valeur du taux d'intérêt.

Puisque l'investissement n'est pas prédéterminé par la quantité d'épargne disponible, il dépend de la demande effective de biens adressée aux entreprises et du coût du capital. Ainsi lorsque l'épargne des ménages augmente, la consommation diminue, la production s'y ajuste et l'activité économique ralentit, jusqu'à ce que l'épargne sociale (égale aux profits des entreprises, leur amortissement, et l'épargne des ménages) soit égale aux montants investis. Contrairement aux modèles walrassiens, il existe donc une contrainte de débouchés (l'épargne est une fuite). À l'inverse, une politique monétaire et ou budgétaire expansive engendre une hausse de l'investissement qui entraîne une augmentation des revenus et de l'épargne.

Ainsi, lorsque l'investissement dépend de la demande, la monnaie n'est pas neutre. Une expansion de l'offre de crédit et/ou une baisse des taux engendrent une hausse

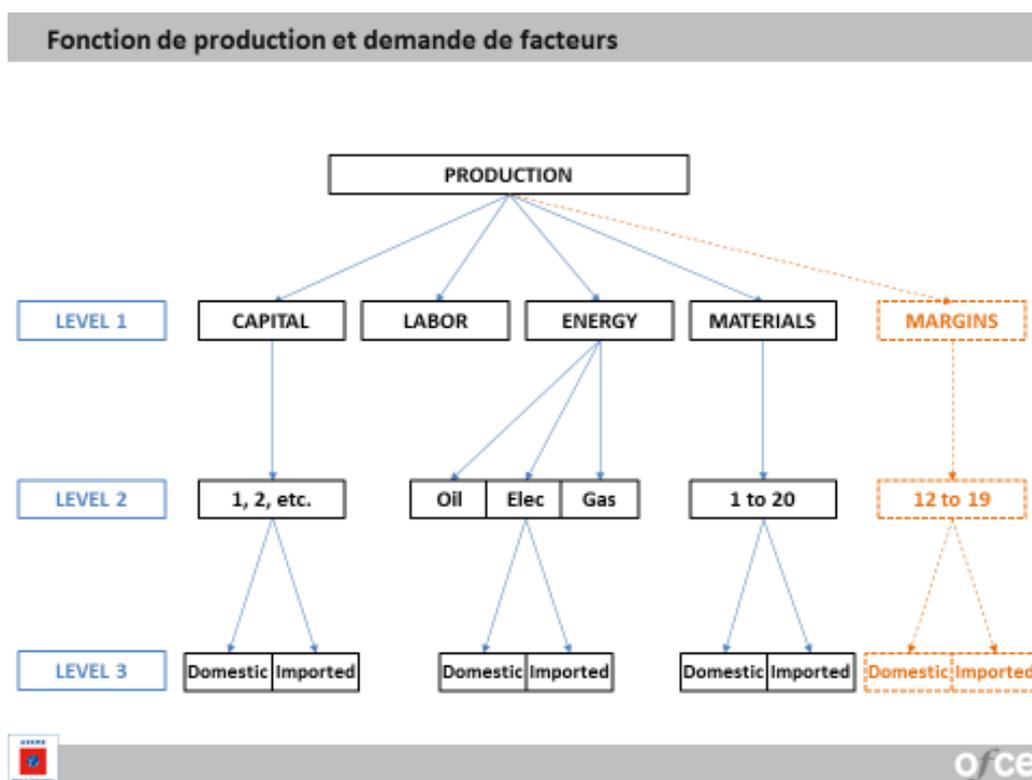
cumulative de l'activité. On parle de multiplicateur d'investissement et de multiplicateur du crédit.

3. Le bouclage macroéconomique

Puisque l'investissement dépend de la demande anticipée, l'offre s'ajuste à la demande, qui elle-même fluctue en fonction des prix et des salaires.

- **La demande des facteurs de production**, capital, emploi, énergie et consommations intermédiaires, dépend de la demande anticipée et de leurs prix relatifs.

Elle est déterminée à partir d'une de fonction CES (*Constant Elasticity of Substitution*) « généralisée ». Ainsi, les entreprises satisfont la demande tout en minimisant leurs coûts. Elles peuvent substituer les facteurs de production entre eux. Elles peuvent modifier leur mix énergétique et leur propension à importer.



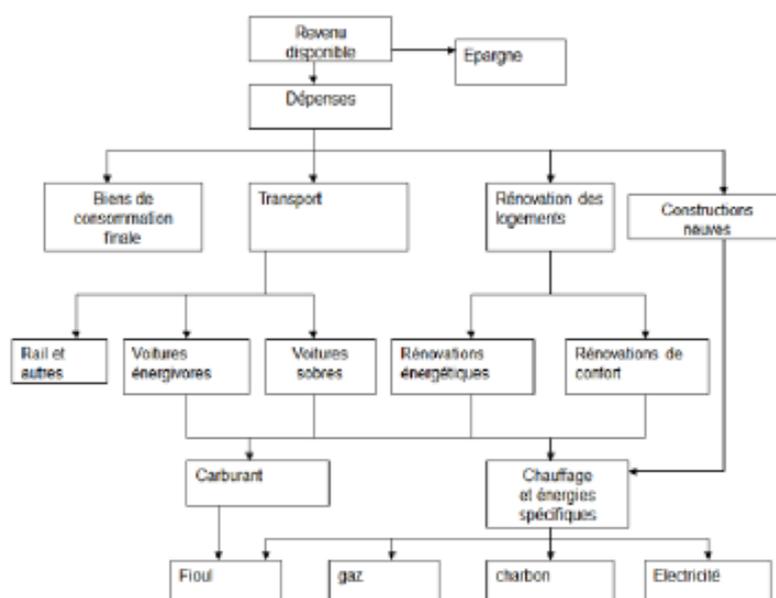
- **La fonction de consommation**

La consommation des ménages dépend de l'évolution de leurs revenus réels (revenus du travail, revenus sociaux, transferts financiers), net des taxes et de leur

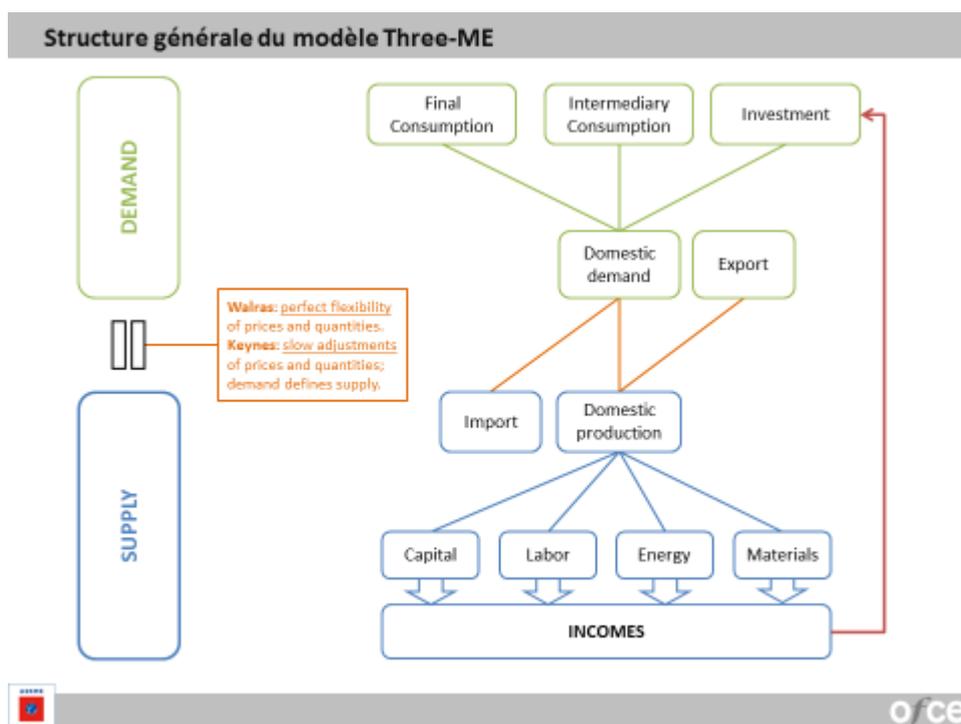
propension à épargner (l'épargne elle-même dépend du niveau de leurs revenus et des taux d'intérêt réels).

La consommation de biens est égale au revenu moins l'épargne, duquel sont retranchées les dépenses dites incompressibles comme les mensualités des emprunts liés aux travaux immobiliers et l'achat de véhicules (voir *infra*) et les factures énergétiques. La composition du panier de biens de consommation est modélisée à travers une fonction d'utilité de type *Linear Expenditure System* (LES) généralisée qui rend possible la substitution entre produits et services en fonction de leurs prix relatifs.

Les dépenses des ménages dans Three-ME



- **Le commerce extérieur** : Three-ME est un modèle en économie ouverte. Le reste du monde est représenté de façon agrégée. Les importations et les exportations évoluent en fonction de la demande et des distorsions entre les prix domestiques et les prix étrangers, supposés exogènes (voir Harmington).
- **L'État** : ses dépenses varient de façon exogène. On suppose qu'elles augmentent en fonction du taux de croissance démographique, augmenté du taux de croissance de la productivité du travail. Ses dépenses sociales dépendent également du niveau du chômage. Les politiques publiques, notamment fiscales, sont exogènes.



Le modèle a été calibré et paramétré de façon à reproduire les propriétés dynamiques du modèle de prévision MESANGE développé par le ministère des finances.

Des tests de sensibilité ont été réalisés pour obtenir les mêmes résultats macroéconomiques identiques à ceux qui ont été publiés par le Trésor à court, moyen et long terme².

4. Le module énergie-environnement

L'offre d'énergie

L'offre d'énergie dépend du niveau de la demande. La composition du mix énergétique est exogène. La part des différents vecteurs et modes de production dans le mix énergétique est exogène. Par exemple, la part de la production d'électricité d'origine nucléaire est déterminée par l'État.

² Voir Callonnec G., Landa G., Malliet P., Reynès F. et Saussay A. (2016), « Les propriétés dynamiques et de long terme du modèle ThreeME : un cahier de variantes », *Revue de l'OFCE*, 149 ; Dufernez A.-S., Elezaar C., Leblanc P., Masson E. et al. (2017), « Le modèle macroéconométrique Mésange : réestimation et nouveautés », *Documents de travail de la DG Trésor*, n° 2017/04, mai.

Les secteurs énergétiques de Three-ME

Coal	Mining of coal and lignite
Refined petroleum products	Oil
	Biofuels
Electric power generation, transmission and distribution	Nuclear
	Fuel
	Combined gas
	Coal
	Wind
	Solar
	Hydraulic
Manufacture and distribution of gas	Cogeneration (Combined Heat and Power, CHP)
	Natural gas
	Wood
	Biogas
	Waste incineration
	Geothermal
	Cogeneration (Combined Heat and Power, CHP)



La demande d'énergie

Le modèle Three-ME est un modèle hybride. La consommation d'énergie n'est pas déterminée par une relation économétrique. Les consommations intermédiaires d'énergie dans les secteurs productifs dépendent de la production et des possibilités de substitution entre le capital et l'énergie qui dépendent elles-mêmes des distorsions de leurs prix relatifs (voir Théorie CES).

Les entrepreneurs peuvent substituer les sources énergétiques entre elles (électricité, produits pétroliers, gaz) en fonction de leurs prix relatifs.

La demande d'énergie des ménages dépend de l'évolution de leur stock de bâtiments et de véhicules et de leurs performances énergétiques respectives. Elle est considérée comme un « bien complémentaire ».

La demande de véhicules dépend de la demande de mobilité qui elle-même évolue en fonction de leurs revenus et des coûts relatifs des transports. Un report modal entre les divers modes de transports (rail, route, etc.) est possible.

Une fois que la demande de véhicules est déterminée, les ménages choisissent leurs voitures en fonction d'un arbitrage qui dépend de leurs coûts d'usage relatifs (qui comprennent : la valeur de la consommation d'énergie, les coûts d'achat nets des subventions et d'entretien annualisés).

Les ménages font d'abord un arbitrage entre véhicules thermiques et véhicules électriques en fonction de leurs coûts d'usage relatifs mais aussi d'effets dynamiques dans le cadre d'un modèle d'innovation/diffusion dit de « Bass » (1969).

Ensuite ils choisissent la classe énergétique des véhicules thermiques en fonction de l'évolution du prix de l'énergie, de leurs coûts d'achats nets des taxes et subventions.

Le bloc automobile a été calibré et paramétré de manière à reproduire ex post l'évolution constatée des différentes parts de marché des classes énergétiques de véhicules sur la période 2006-2015.

La consommation énergétique du résidentiel dépend du stock et des performances énergétiques du parc immobilier. Les constructions neuves dépendent du taux de croissance démographique et de l'évolution du nombre de mètres carrés par habitant anticipé par l'Insee

Les ménages peuvent réaliser des travaux de rénovation énergétique de façon à faire basculer leur logement d'une classe énergétique à l'autre en fonction du coût des travaux et du prix de l'énergie. Il existe 7 classes énergétiques de bâtiments. Lorsque la valeur actuelle nette des travaux de rénovation s'accroît les investissements augmentent.

Le bloc logement a été calibré pour reproduire l'évolution des diverses classes énergétiques de bâtiment, leurs consommations énergétiques, le nombre et le coût des travaux d'isolation, ainsi que le montant des crédits d'impôts versés sur la même période.

Il existe également un effet de sobriété : la demande des agents diminue lorsque le prix de l'énergie augmente. A titre d'exemple : lorsque le prix des carburants monte, les véhicules parcourent moins de kilomètres et le covoiturage se développe.

Références

Le modèle Three-ME est conjointement utilisé par l'ADEME, l'OFCE, le CGDD et l'AFD pour simuler les effets économiques des scénarios de transition énergétique et des mesures réglementaires d'efficacité énergétique et ou de fiscalité environnementale.

Le modèle a été utilisé pour estimer les effets macroéconomiques des visions de l'ADEME en 2013, de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte en 2014, de la Stratégie nationale bas carbone et de la Programmation pluriannuelle de l'État en 2016 et 2018.

ADEME (2012), *Contribution de l'ADEME à l'élaboration des visions énergétiques 2030-2050*, Rapport, juin, 46 p.

Baiz A. et Callonnec G. (2016), « La SNBC, une évaluation macroéconomique », Thema, MEEM, CGDD, septembre.

Boitier B., Callonnec G., Douillard P., Epaulard A., Gherzi F., Masson E. et Mathy S. (2015), « [La transition énergétique vue par les modèles macroéconomiques](#) », *Document de travail*, n° 2015-05, France Stratégie, octobre. 32 p.

Callonnec G. (2014), « Estimation des effets macroéconomiques du Projet de loi sur la transition énergétique », note ADEME/DESRI/DRP/SEP à destination du cabinet de la ministre de l'Écologie et de l'Énergie, juin, 2 p.

Callonnec G. (2014), « Estimation des effets macroéconomiques du Projet de modification de la directive 2003/96 CE sur les taxes énergétiques », note ADEME/DESRI/DRP/SEP à destination du la commission des finances du Sénat, juin, 13 p.

Callonnec G., Landa G., Malliet P., Reynès F. et Saussay A. (2016) « Les propriétés dynamiques et de long terme du modèle Three-ME : un cahier de variantes », *Revue de l'OFCE*, 149.

Callonnec G. (2016), « Financer la transition bas carbone », *ADEME et vous, La lettre stratégie*, n° 49, juin, 9 p.

Callonnec G., Cancé R. et Saussay A. (2018), « La valeur tutélaire du CO₂ pour la neutralité carbone en 2050 », Note CGDD - ADEME – OFCE, juin, 20 p.

Callonnec G., Landa G. et Maillet P. (2013), « Estimation des effets macroéconomiques de la vision ADEME », note ADEME/DESRI/DRP/SEP pour le Débat national sur la transition énergétique, 11 juillet, 44 p.

Callonnec G., Landa G. et Maillet P. (2013), « Évaluation macro-économique des impacts des scénarios de transition énergétique DIV et EFF avec le modèle Three-ME de l'ADEME et de l'OFCE », note ADEME/DESRI/DRP/SEP, à l'intention du Premier ministre, 10 septembre, 12 p.

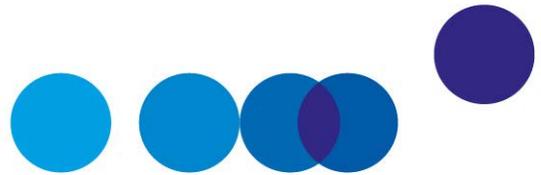
Callonnec G., Landa G., Maillet P. et Reynes F. (2013), « Les effets macroéconomiques des scénarios énergétiques de l'ADEME », *Revue de l'Énergie*, n° 615, octobre, p 344-359.

Callonnec G., Landa G., Maillet P., Reynes F. et Yeddir Tamsamani Y. (2013). « [A full description of the Three-ME model: Multi-sector macroeconomic model for the evaluation of environmental and energy policy](#) », OFCE.

Callonnec G. et Weber Haddad V. (2017), « La fiscalité environnementale : un levier pour atteindre les objectifs environnementaux de la France », *ADEME et vous, La lettre stratégie*, n° 53, mars, 10 p.

Dufernez A.-S., ELezaar C., Leblanc P. et Masson E. *et al.* (2017), « Le modèle macroéconométrique Mésange : réestimation et nouveautés », *Documents de travail de la DG Trésor*, n° 2017/04, mai, 148 p.

Nauleau M.-L., Callonnec G. et Quirion P. (2014), « MENFIS, an energy-economy model to assess energy savings policies in the French residential sector », *Working Paper*.



COMPLÉMENT 12

VALEUR TUTÉLAIRE DU CARBONE ET ENVIRONNEMENT INTERNATIONAL DE DÉCARBONATION

Patrick Criqui¹

Les premiers éléments collectés ici visent à caractériser l'ampleur des impacts potentiels des scénarios internationaux sur la valeur tutélaire du carbone (VTC), dans une perspective de neutralité carbone en 2050 pour la France.

Le point de départ est constitué par l'analyse selon laquelle le contexte international de décarbonation ambitieux pourrait avoir un triple impact potentiel :

- à la hausse de la VTC en France puisqu'il entraînerait une baisse relative (par rapport aux scénarios moins ambitieux) des prix des énergies fossiles et en particulier du pétrole ;
- à la baisse de la VTC puisqu'un scénario ambitieux devrait conduire à une plus forte diffusion des technologies bas carbone, donc à une baisse de leur coût par prise en compte des effets d'expérience (*learning by doing*) et du *learning rate* (LR) associé (baisse de coût pour chaque doublement du nombre cumulé d'équipements produits, typiquement comprise entre 10 % et 30 %) ;
- également à la baisse de la VTC puisqu'un effort international accru de R & D est susceptible de faire apparaître des effets de « *learning by searching* », que la littérature a du mal à quantifier, mais dont on peut approcher les effets par l'adoption d'un *learning rate* plus élevé.

¹ Directeur de recherche émérite au CNRS.

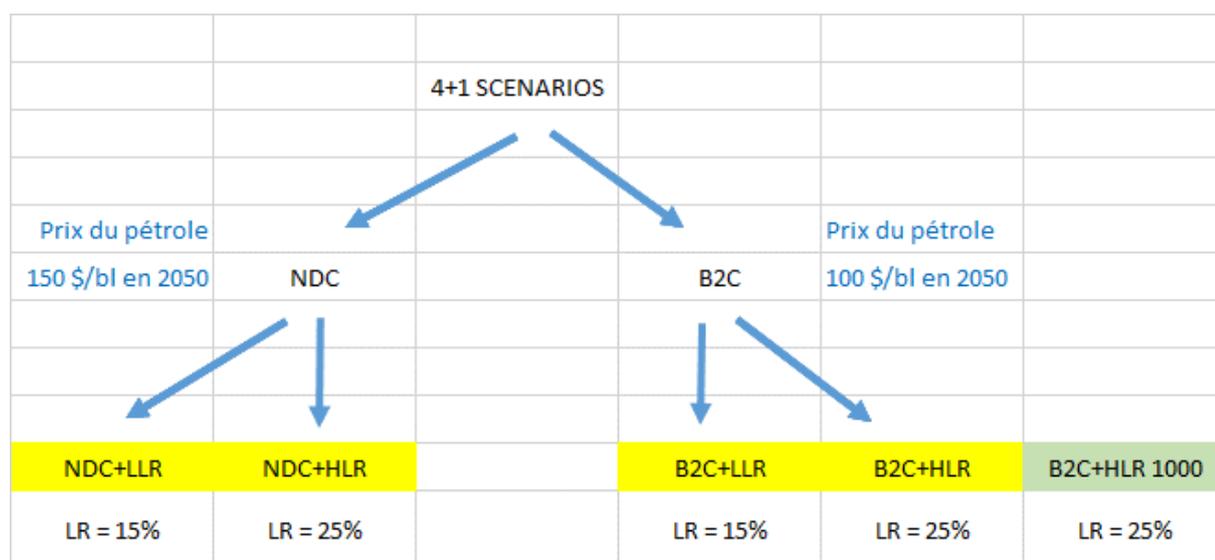
L'évaluation modélisée des impacts de l'ensemble de ces phénomènes sur la VTC en France paraît aujourd'hui largement hors de portée. En revanche, il semble possible de mener des études de sensibilité à partir de différents scénarios et pour des technologies sensibles à ce type d'impacts et représentant des cas d'étude d'innovation incrémentale ou de rupture.

Le secteur des transports avec trois technologies concurrentes à terme – véhicule à moteur à combustion interne (ICE), véhicule électrique à batterie (BEV), véhicule à pile à combustible hydrogène (FCEV) – fournit un terrain favorable à ce type d'étude.

Pour ce faire nous avons rassemblé un ensemble d'éléments technico-économiques sur chacune des trois technologies et nous les avons testés sur quatre (plus un) scénarios de contexte international. Les quatre scénarios découlent du croisement :

- de deux hypothèses de politiques climatiques au plan mondial – NDC pour *Nationally Determined Contributions* (ou EnerBlue d'Enerdata) et B2C pour *Below 2 °C* (ou EnerGreen d'Enerdata) ;
- et de deux hypothèses contrastées sur la diffusion et les LR pour les véhicules alternatifs – LLR pour *Low Learning Rate* et HLR pour *High Learning Rate*.

Alors que la valeur du carbone utilisée dans ces scénarios reflète les estimations de la commission Quinet 1 (100€/tCO₂ en 2030 et 250€/tCO₂ en 2050), le cinquième scénario est une variante construite avec une hypothèse beaucoup plus élevée (200€/tCO₂ en 2030 et 1000€/tCO₂ en 2050).



La logique qui préside à l'utilisation de ces scénarios (le *story telling*) est la suivante :

- la décarbonation des transports est une dimension stratégique de la transition est c'est dans ce secteur que l'on trouve les coûts marginaux d'abattement les plus élevés pour la décarbonation profonde ;
- au-delà de toutes les mesures d'aménagement de l'espace et de promotion des nouvelles pratiques de transport, la décarbonation rapide des flottes de véhicules automobiles est un impératif ;
- dans cette perspective, le véhicule électrique à batterie constitue une option assez mature, dans laquelle on peut attendre des progrès incrémentaux mais significatifs ;
- le développement du véhicule hydrogène constituerait une rupture car elle lèverait certaines des barrières à la généralisation des véhicules à batterie (autonomie, temps de recharge, poids, matériaux, etc.) ;
- cette dernière option pourrait devenir d'autant plus stratégique que des scénarios très ambitieux avec beaucoup de renouvelables (dans le monde encore plus qu'en France) nécessiteront de trouver des solutions massives au problème du stockage ; on pourrait dans cette situation disposer d'hydrogène à faible coût, à certains moments de l'année...

On est donc fondé à explorer les conditions de développement d'une hypothèse du véhicule à pile à combustible hydrogène comme à la fois centrale et représentative des innovations radicales qui devront être mobilisées dans les schémas de décarbonation profonde ou de neutralité carbone.

* * *

À ce stade préliminaire, l'analyse des scénarios ne permet pas de répondre directement à la question : quels impacts du contexte international sur les innovations sur la VTC ? Mais elle fournit des premiers éléments d'appréciation des impacts relatifs des différents effets en s'appuyant sur des variables technico-économiques robustes ou du moins reflétant l'état des connaissances actuel. Cette note est donc éminemment provisoire et ne vise qu'à fournir du « food for thought » pour des travaux et réflexions ultérieures.

Les calculs et résultats préliminaires sont contenus dans le tableur « 040818_VTC et scen ». Les trois tableaux suivants résument l'information pour le cas de base NDC+LLR.

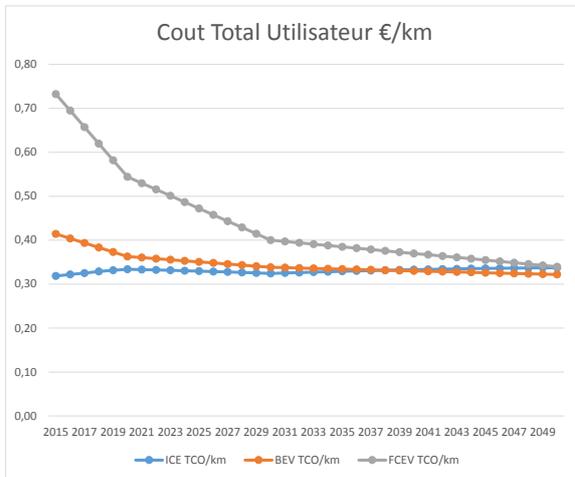
Tableau 1 – Comparaison des hypothèses et résultats de coût pour les trois types de véhicules :

Scénario de base NDC+LLR

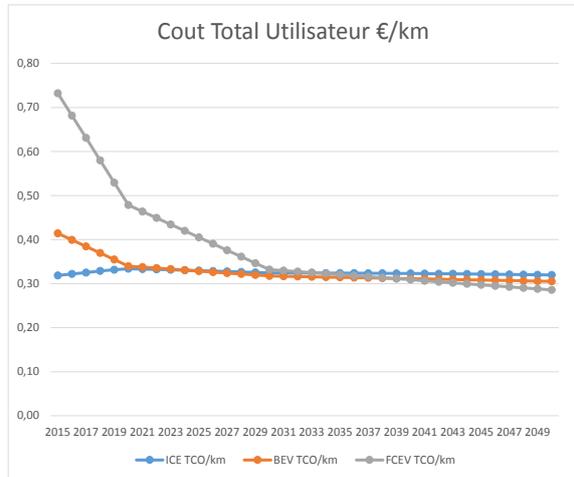
VTC	14,5	65	100	250
ICE	2015	2020	2030	2050
Coût ICE	25 000	25 000	25 000	25 000
Facteur annuité (6% / 10 ans)	0,1358	0,1358	0,1358	0,1358
Annuité	3 395	3 395	3 395	3 395
Prix du pétrole	50	90	100	150
Prix Essence hors VTC	1,28	1,63	1,71	2,15
VTC	0,03625	0,1625	0,25	0,625
Conso ICE	7	6	5	4
km	15 000	15 000	15 000	15 000
Carburant hors VTC	1344	1467	1283	1290
VTC/an	38	146	188	375
TCO	4 777	5 008	4 865	5 060
ICE TCO/km	0,32	0,33	0,32	0,34
BEV	2015	2020	2030	2050
N Vehicules (monde en M)	0,5	2,0	10	20
Cumul	0,5	7,5	72	377
Coût BEV	35 000	30 300	28 124	27 116
Facteur annuité (6% / 10 ans)	0,1358	0,1358	0,1358	0,1358
Annuité	4 753	4 115	3 819	3 682
Prix élec	0,15	0,20	0,25	0,25
Conso VEL	12,0	10,0	8,0	6,0
km	12 000	12 000	12 000	12 000
Elec	216	240	240	180
TCO	4 969	4 355	4 059	3 862
BEV TCO/km	0,41	0,36	0,34	0,32
FCEV	2015	2020	2030	2050
N Vehicules (monde en M)	0,5	0,5	10	20
Cumul	0,5	3,0	60	365
Coût FCEV	65 000	51 279	38 006	33 524
Facteur annuité (6% / 10 ans)	0,1358	0,1358	0,1358	0,1358
Annuité	8 827	6 964	5 161	4 553
Prix H2	12,0	10,0	8,0	6,0
Conso FCEV	1,20	0,80	0,70	0,60
km	15 000	15 000	15 000	15 000
H2	2 160	1 200	840	540
TCO	10 987	8 164	6 001	5 093
FCEV TCO/km	0,73	0,54	0,40	0,34

Graphiques 1-5 – Coût total pour l'utilisateur en €/km

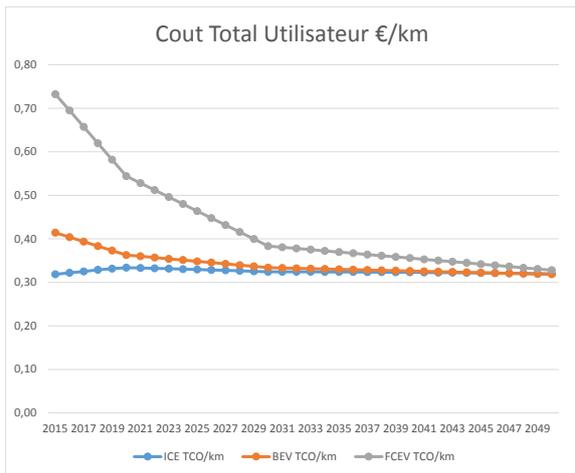
Graphique 1 – NDC + LLR



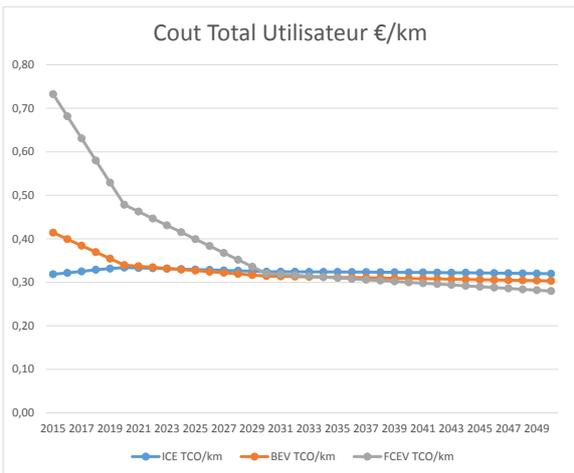
Graphique 2 – NDC + HLR



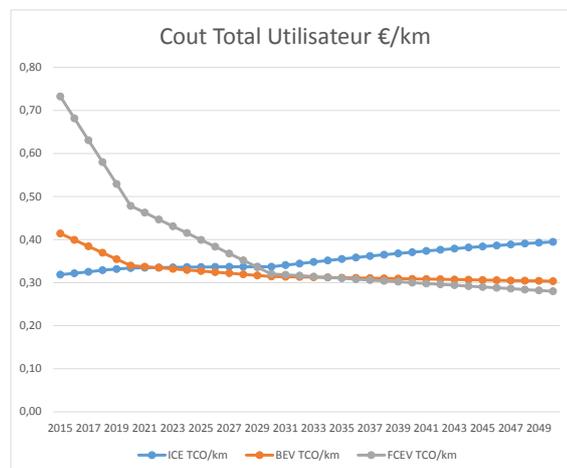
Graphique 3 – B2C + LLR



Graphique 4 – B2C + HLR



Graphique 5 – B2C + HLR 1000 (€/tCO₂ en 2050)



Constats d'étape

- La simulation initiale NDC+LLR fait apparaître un coût total pour l'utilisateur (CTU) 2015 supérieur de 28 % pour le véhicule à batterie et plus de deux fois supérieur pour le véhicule à pile à combustible.
- En projection, le CTU du véhicule à batterie rejoint celui du véhicule conventionnel vers 2035, ce n'est le cas qu'en 2050 pour le véhicule à pile à combustible.
- De manière sans doute décevante, le scénario B2C+LLR ne change pas radicalement la situation car la plus large diffusion des véhicules alternatifs est pour partie compensée par la baisse des prix du pétrole (même si celle-ci ne correspond qu'à une baisse de 2 centimes d'euro pour un CTU initial de 34 centimes).
- En revanche, les scénarios avec LR élevé (25 % au lieu de 15 %) font apparaître des évolutions assez radicalement différentes et même dans le scénario NDC+HLR on constate la parité des CTU dès 2020 pour le BEV et 2030 pour le FCEV ; le CTU du FCEV rejoint celui BEV également vers 2030 ; le scénario B2C+HLR n'est que légèrement plus favorable car à nouveau les effets d'une plus large diffusion sont en partie compensés par un prix du pétrole plus faible.

Le résultat le plus significatif renvoie donc à l'importance des effets d'apprentissage dans l'ensemble des évolutions décrites. Il apparaît capital de pouvoir alimenter par une R & D appropriée des effets d'apprentissage élevés pour les véhicules alternatifs. C'est l'une des clés du succès.

Une conclusion à ne pas tirer serait de considérer que l'environnement international – NDC ou B2C – n'a finalement pas beaucoup d'importance. Ce serait en effet une erreur car il apparaît assez évident que les effets d'apprentissage se faisant à l'échelle mondiale pour l'industrie automobile, la probabilité de LR élevés est probablement fortement corrélée à l'ambition des politiques poursuivies hors de France (de ce point de vue le scénario NDC+HLR est assez peu probable).

Enfin, la variante VTC 1 000 € en 2050 est intéressante en ce sens que, si elle affecte peu le CTU des véhicules alternatifs, c'est le seul cas dans lequel le coût du véhicule ICE augmente fortement sur la période. Dans tous les autres cas, en effet, l'augmentation du pétrole est en bonne partie compensée par les gains de consommation par amélioration prévue des moteurs.

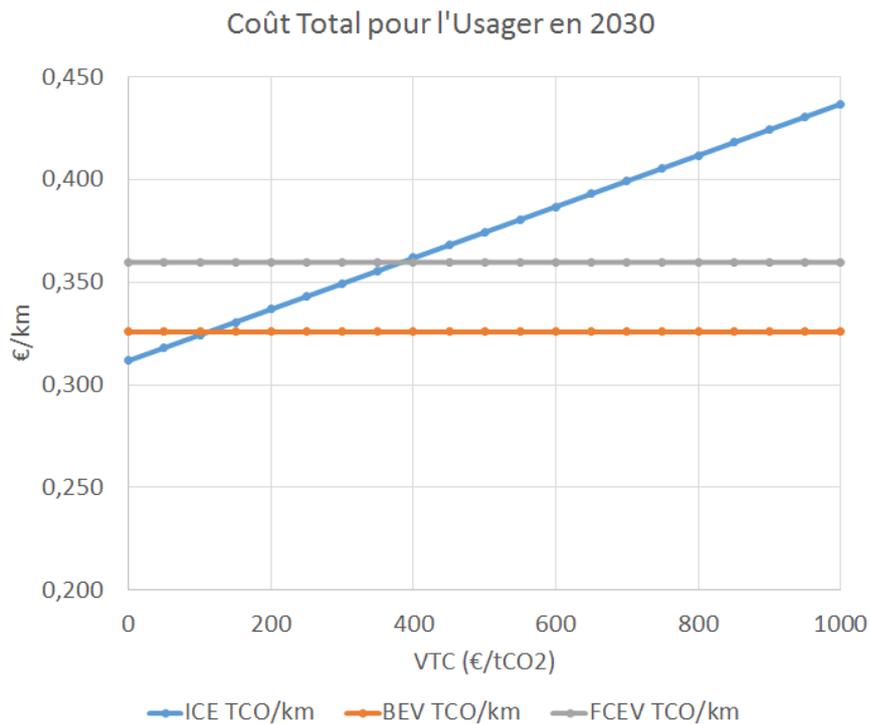
Les simulations ouvrent enfin sur une question stratégique : si les perspectives des véhicules alternatifs apparaissent globalement positives sur le long terme, comment assurer la traversée de la vallée de la mort jusqu'en 2030, alors que les CTU resteront beaucoup plus élevés pour les utilisateurs (et qui prendra en charge les coûts) ?

Cela renvoie évidemment à la question des instruments et de la manière dont devront être articulés normes et VTC...

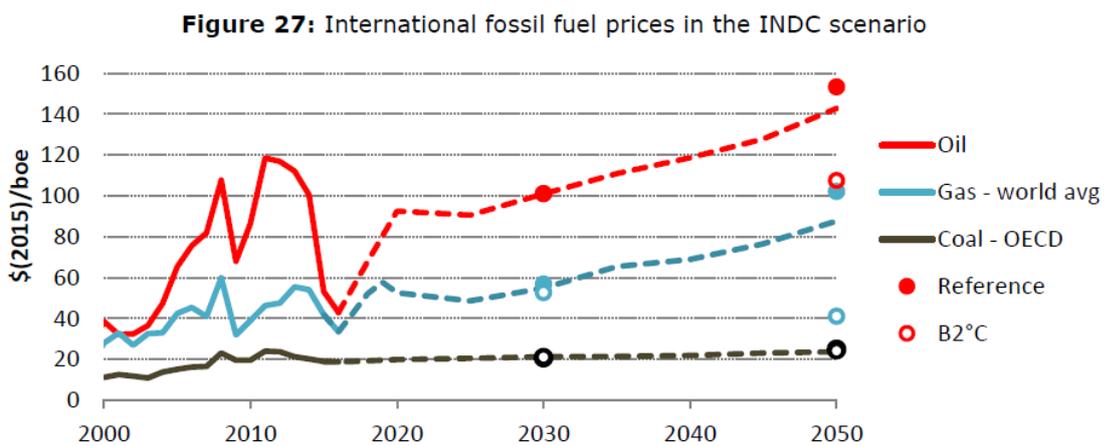
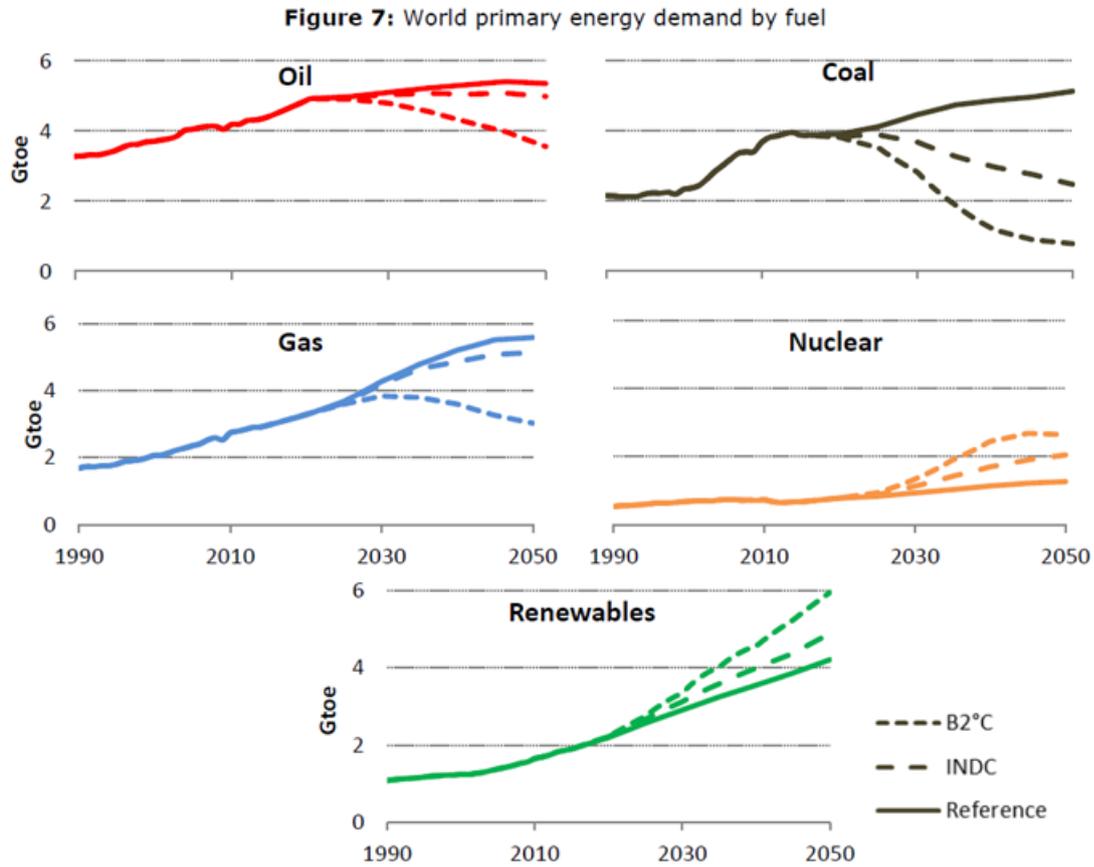
Complément : Test de la sensibilité à la valeur du carbone à horizon 2030

On reprend ici les mêmes hypothèses que *supra* pour la situation en 2030, mais en faisant varier la valeur du carbone pour le véhicule ICE, mais :

- on retient une hypothèse moyenne pour le *learning*, c'est-à-dire 20 % ;
- et l'on suppose que l'électricité et l'hydrogène sont 100 % « zéro carbone » donc insensibles à l'augmentation de la VTC.



Annexe 1 : Demande et prix des énergies dans l'étude JRC-IPTS GECO 2017 (modèle POLES)



Annexe 2 : Courbes d'apprentissage, Progress Ratio et Learning Rate

$$\log C_t = a - b \log X_t$$

$$C_t = \text{const} \cdot X^{-b}$$

$$C_t = C_0 \left(\frac{X_t}{X_0} \right)^{-b}$$

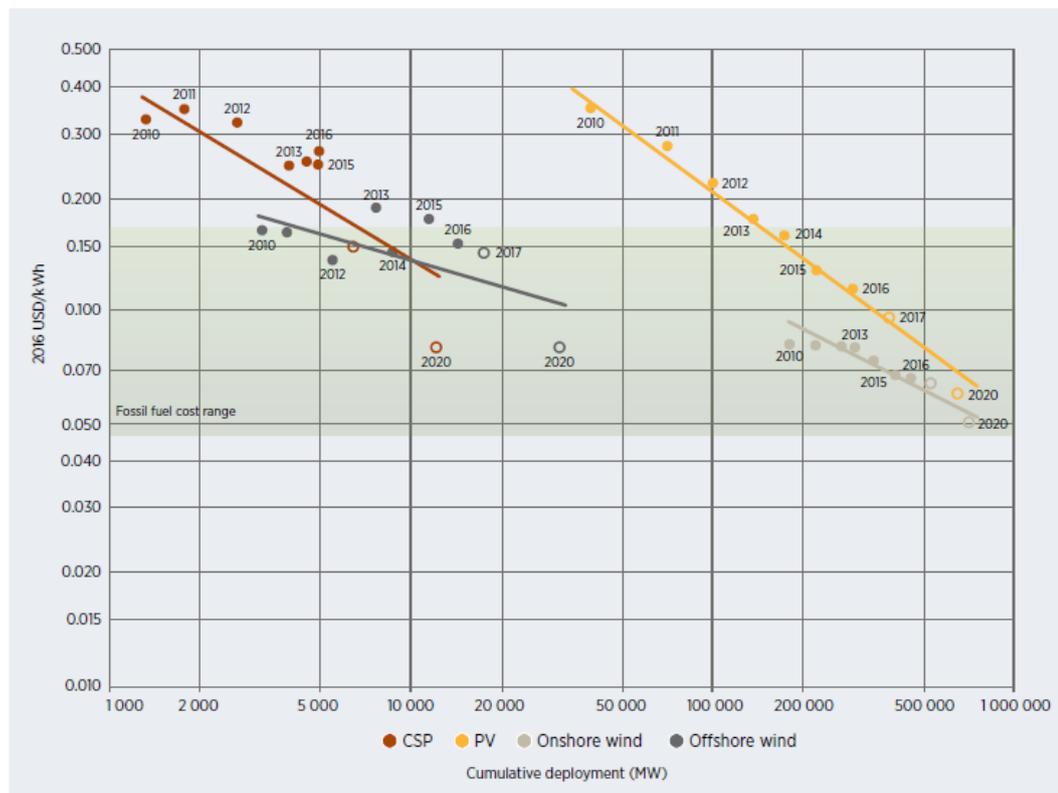
(PR) and the Learning Rate (LR)

$$PR = \frac{C_t}{C_0} = \left(\frac{2X_0}{X_0} \right)^{-b}$$

$$PR = 2^{-b}$$

$$LR = 1 - PR$$

Figure 2.14 Global weighted average CSP, solar PV, onshore and offshore wind project LCOE data to 2017 and auction price data to 2020, 2010-2020



Based on IRENA Renewable Cost Database and Auctions Database; GWEC (2017), MAKE Consulting (2017a), SolarPower Europe (2017), and WindEurope (2017).

NB : il s'agit ci-dessus de LR sur le coût de production de l'énergie (gains d'efficacité et de productibilité inclus) et non sur les seuls coûts d'investissement ; les valeurs typiques de la littérature pour le LR des investissements éolien et solaire sont respectivement 15-20 % et 20-25 %.

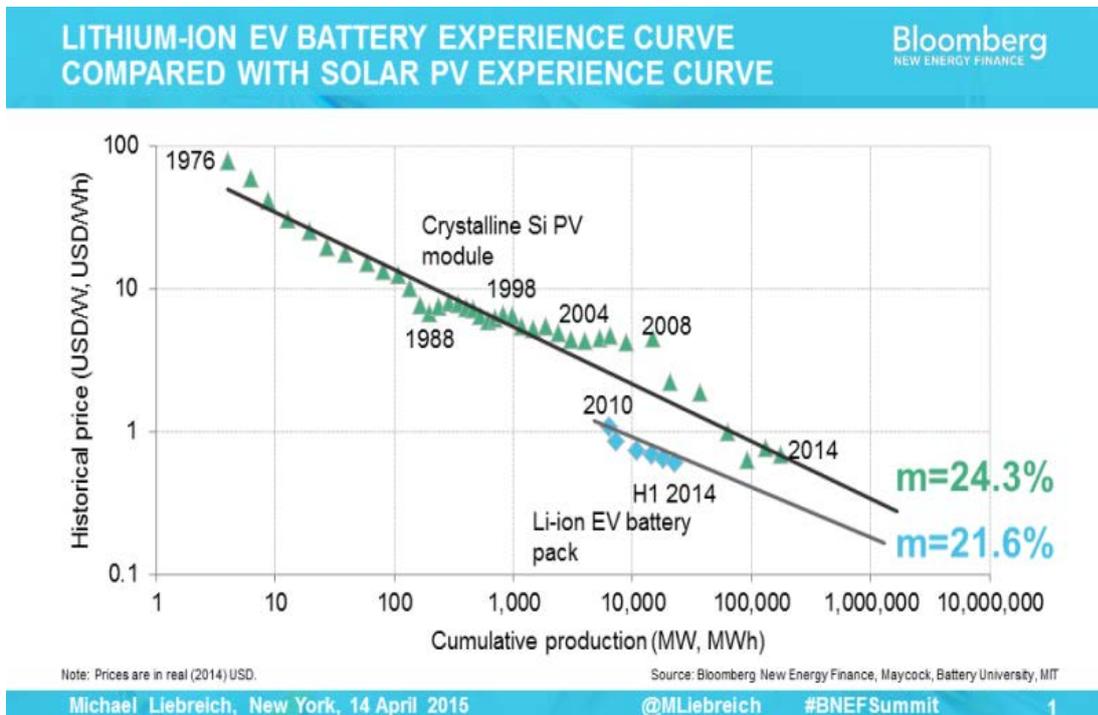


Tableau de synthèse pour la comparaison One and Two Factor Learning Curves (Rubin *et al.*)

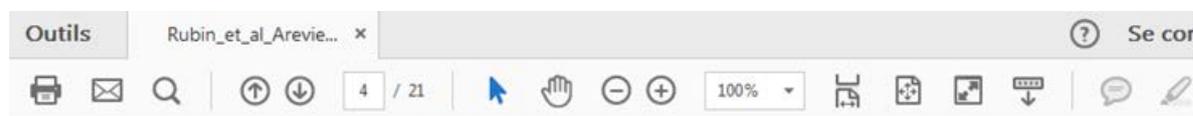


Table 1
Range of reported one-factor and two-factor learning rates for electric power generation technologies.

Technology and energy source	No. of studies with one factor ^a	No. of studies with two factors	One-factor models ^b		Two-factor models ^c				Years covered across all studies
			Range of learning rates	Mean LR	Range of rates for LBD	Mean LBD rate	Range of rates for LBR	Mean LBR rate	
Coal									
PC	4	0	5.6–12%	8.3%	–	–	–	–	1902–2006
PC+CCS ^d	2	0	1.1–9.9% ^d		–	–	–	–	Projections
IGCC ^d	2	0	2.5–16% ^d		–	–	–	–	Projections
IGCC+CCS ^d	2	0	2.5–20% ^d		–	–	–	–	Projections
Natural gas									
NGCC	5	1	–11 to 34%	14%	0.7–2.2%	1.4%	2.4–17.7%	10%	1980–1998
Gas turbine	11	0	10–22%	15%	–	–	–	–	1958–1990
NGCC+CCS ^d	1	0	2–7% ^d		–	–	–	–	Projections
Nuclear	4	0	Negative to 6%	–	–	–	–	–	1972–1996
Wind									
Onshore	12	6	–11 to 32%	12%	3.1–13.1%	9.6%	10–26.8%	16.5%	1979–2010
Offshore	2	1	5–19%	12%	1%	1%	4.9%	4.9%	1985–2001
Solar PV	13	3	10–47%	23%	14–32%	18%	10–14.3%	12%	1959–2011
Biomass									
Power generation ^e	2	0	0–24%	11%	–	–	–	–	1976–2005
Biomass production	3	0	20–45%	32%	–	–	–	–	1971–2006
Geothermal ^f	0	0	–	–	–	–	–	–	
Hydroelectric	1	1	1.4%	1.4%	0.5–11.4%	6%	2.6–20.6%	11.6%	1980–2001

^a Some studies report multiple values based on different datasets, regions, or assumptions.

^b LR=learning rate. Values in italics reflect model estimates, not empirical data.

^c LBD=learning by doing; LBR=learning by researching.

^d No historical data for this technology. Values are projected learning rates based on different assumptions.

^e Includes combined heat and power (CHP) systems and biodigesters.

^f Several studies reviewed presented data on cost reductions but did not report learning rates.

Annexe 3 : Dépenses publiques de R & D-Énergie dans l'OCDE

Figure 1: IEA member countries total public energy RD&D budget

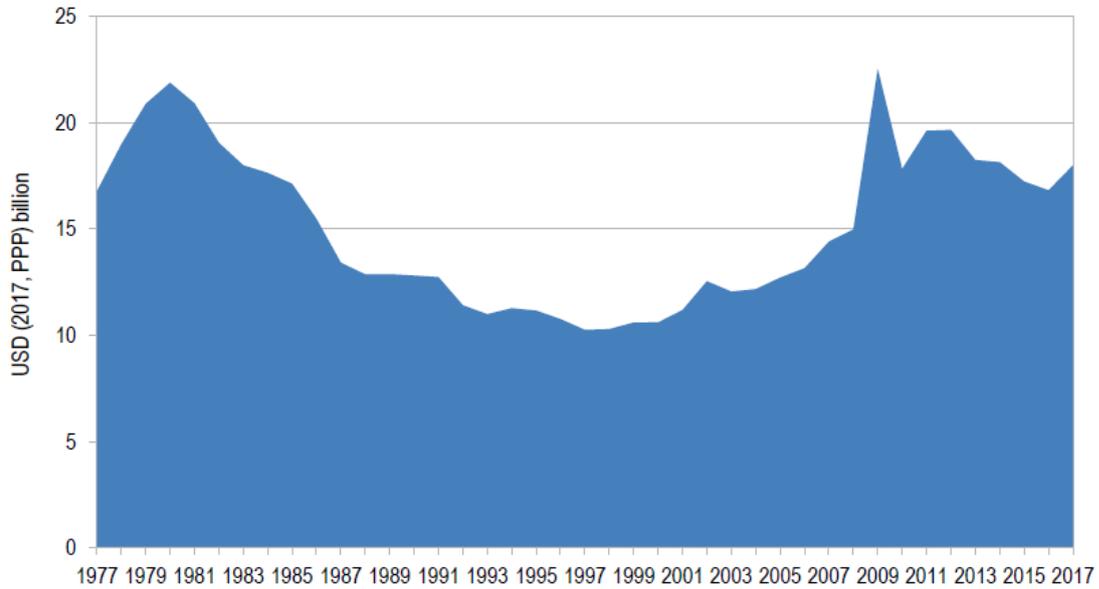
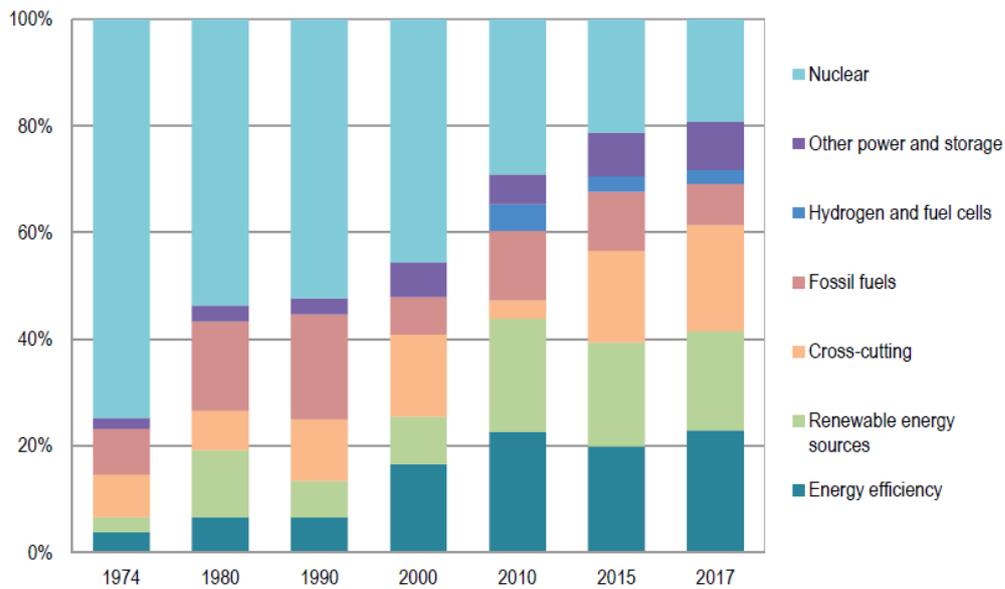


Figure 2: Evolution of IEA member countries total public energy RD&D by technology



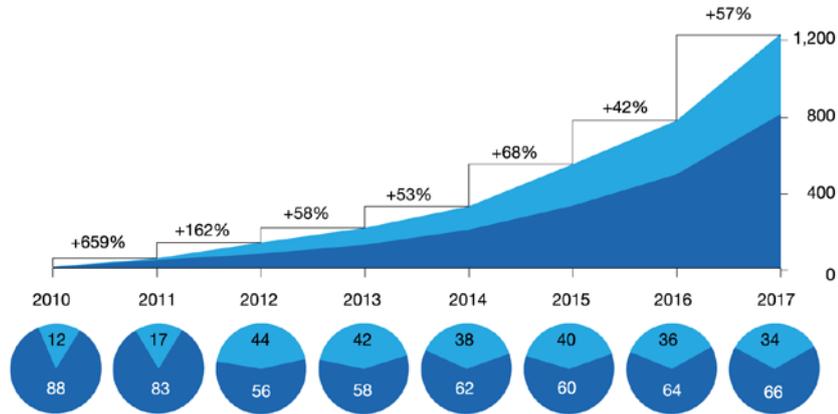
Annexe 4 : Éléments de cadrage pour les véhicules électriques à batterie BEV



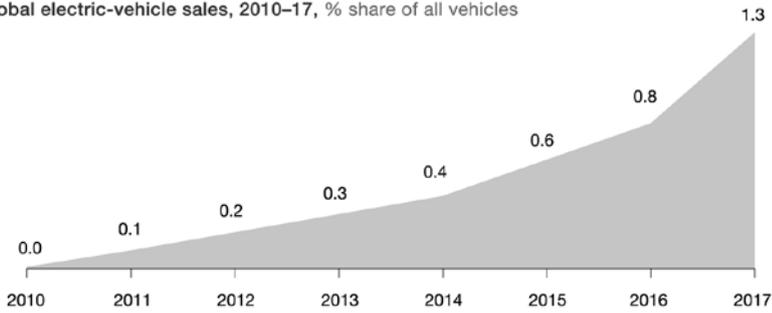
Last year, for the first time, global sales of new electric vehicles passed a million units.

■ Plug-in hybrid-electric vehicle ■ Battery-electric vehicle

Global electric-vehicle sales, 2010–17, thousands, CAGR¹

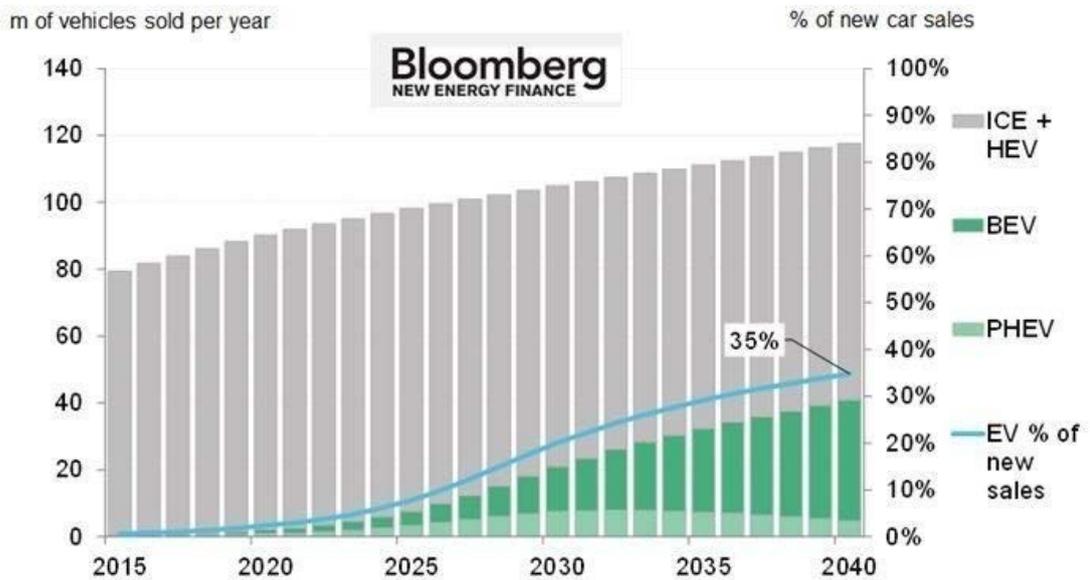
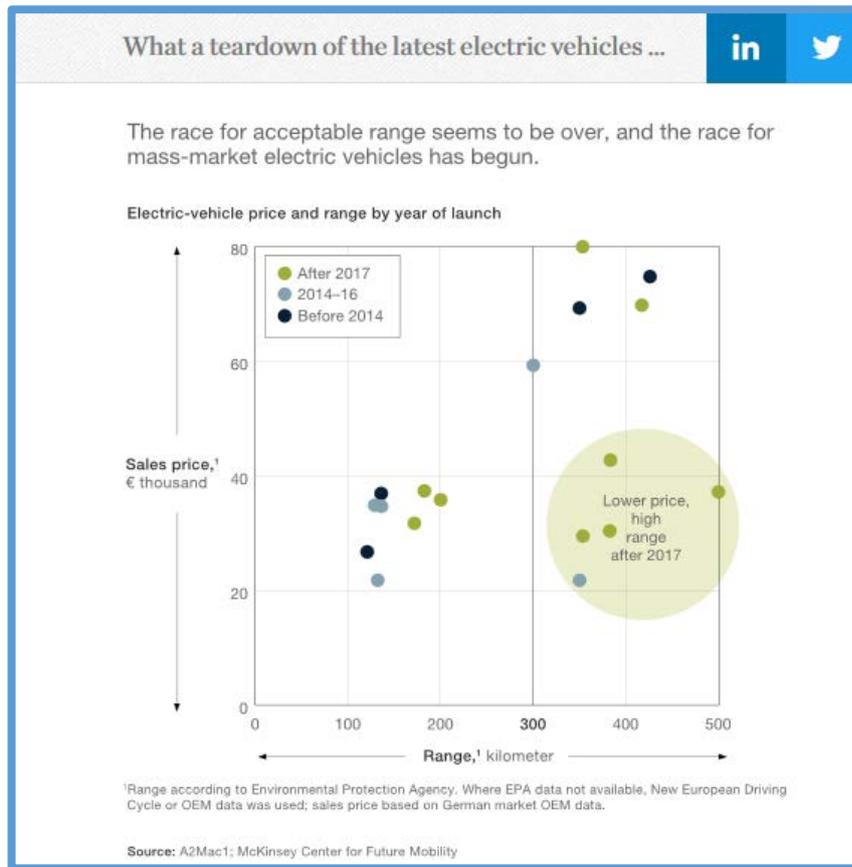


Global electric-vehicle sales, 2010–17, % share of all vehicles



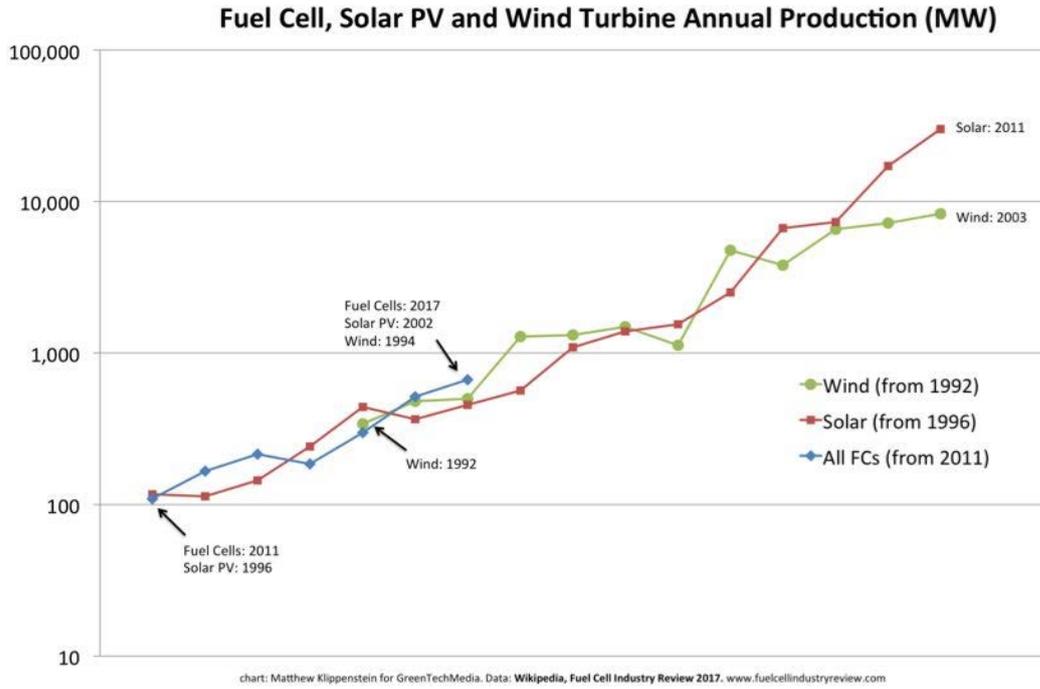
¹Compound annual growth rate.

McKinsey&Company | Source: EV-volumes.com; McKinsey analysis



Annexe 5 : Éléments de cadrage pour l'hydrogène et les véhicules électriques à pile à combustible (FCEV)

Green Tech Media: « [Fuel Cells in 2017 Are Where Solar Was in 2002](#) »



Hydrogen scaling up

A sustainable pathway for the global energy transition

Hydrogen Council| November 2017

Exhibit 12: FCEVs have superior range and refueling times

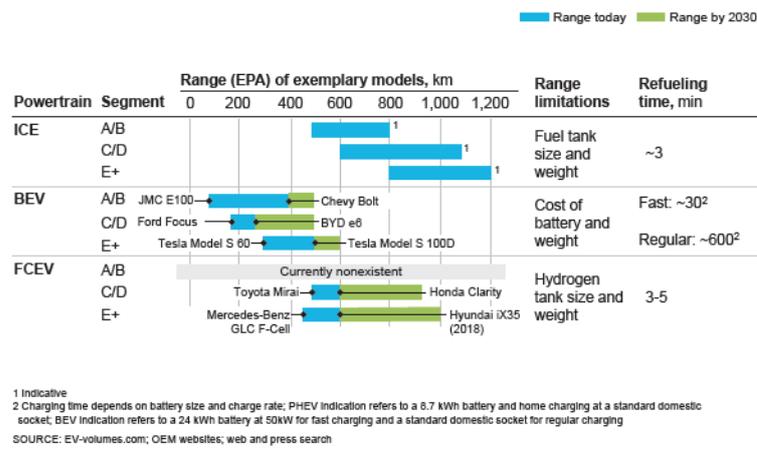
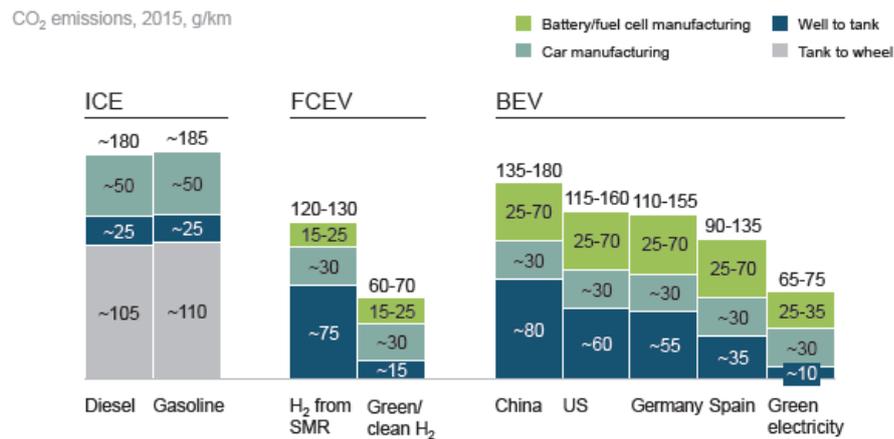


Exhibit 13: FCEVs can achieve very low CO₂ emissions if the whole lifecycle is considered



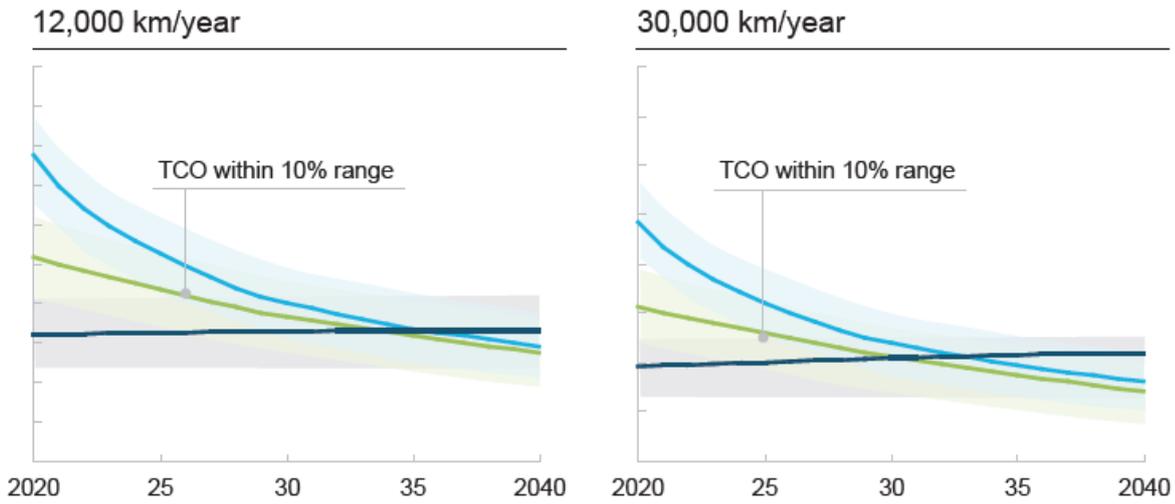
Assumption: compact car (C-segment) as reference vehicle (4.1 l/100 km diesel; 4.8 l/100 km gasoline; 35.6 kWh battery), 120,000 km lifetime average grid emissions in China, Germany, Spain in 2015; EV manufacturing (excl. fuel cell and battery) 40% less energy-intensive than ICE manufacturing; 10 kg CO₂/kg H₂ from SMR; 0.76 kg H₂/100 km; 13 kWh/100 km
SOURCE: EPA; A Portfolio of Powertrains for Europe (2010); Toyota Mirai LCA; IVL; Enerdata; expert interviews

Exhibit 11: FCEVs could become cost competitive between 2030 and 2040

TCO ranges¹ of different powertrain technologies, EUR/km (indexed)

ILLUSTRATIVE C/D SEGMENT

FCEV BEV ICE



¹ Based on fuel price variants and sensitivities to learning curves
SOURCE: A Portfolio of Powertrains for Europe (2010), updated with Hydrogen Council vision

A cost benefit analysis of fuel cell electric vehicles

Anna Creti, Alena Kotelnikova, Guy Meunier, Jean-Pierre Ponsard

Table 1 Summary of the data for the base case

Simplified Data Sheet	Unit	2015	2020	2025	2030	2050
Market size (car life time 10 years)	#1000	1	95	453	1350	7500
Manufacturing costs						
FCEV purchase cost (19% TVA is not included)	k€	60,0	37,9	32,4	28,9	23,1
ICE purchase cost (19% TVA is not included)	k€	22,0	21,4	21,3	21,1	20,5
Fuel costs						
FCEV						
Hydrogen production cost (delivery cost to HRS included)	€/kg	7,0	5,8	6,1	6,3	6,8
Hydrogen consumption per 100 km	kg/100km	0,95	0,87	0,84	0,80	0,70
ICE						
Gasoline price per litre (TVA 19% is not included)	€/l	1,30	1,35	1,40	1,46	1,71
Gasoline consumption per 100 km	l/100km	7,04	6,2	4,97	4,88	4,8
Infrastructure costs						
Number of HRS	#	40	220	926	2234	9257
Capital cost per unit of car	k€	62,24	2,39	2,02	1,65	1,18
Opex per unit of car	k€	6,22	0,24	0,16	0,13	0,09
CO2 emissions						
Hydrogen	kgCO2/100km	9,0	6,2	5,0	3,8	1,7
Gasoline	kgCO2/100km	19,8	17,4	14,0	13,7	13,5

Source : Creti et al. (2015)

Y a-t-il une place pour l'hydrogène dans la transition énergétique ?

Étienne Beeker*

La Note d'analyse, n° 15, France Stratégie, août 2014

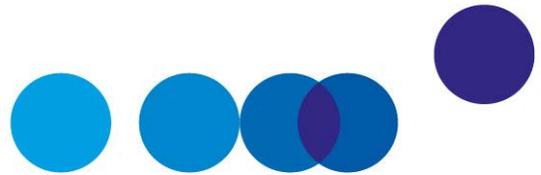
FIG. 2 : COÛTS DE PRODUCTION DE L'HYDROGÈNE PAR ÉLECTROLYSE SUIVANT DIVERS SCÉNARIOS

Scénario		1	2	3	4	5	6
Coût de l'électrolyseur	€/kw	2 000	2 500	800	800	800	800
Rendement électrolyse		60 %	50 %	80 %	80 %	80 %	80 %
Production annuelle	kwh	7 000	2 000	2 000	1 000	500	7 000
Coût de l'électricité stockée	€/MWh	70	70	70	140	0	60
Coût de l'H2 produit	€/kg	7,0	18,3	6,1	12,2	10,5	3,7
	soit \$/MBtu	68	177	59	118	102	36
	soit €/MWh	178	463	154	309	267	94

Source : CGSP

	Véhicule Hydrogène	Véhicule thermique (diesel)
<i>Consommation</i>	1,00 kg H ₂ /100 km	4,6 l/100 km
<i>Prix du carburant hors taxes</i>	13 €/kg H ₂	0,75 €/l GO
<i>Dépense en carburant</i>	13,0 €/100 km	3,5 €/100 km
<i>Émissions directes de CO₂</i>	0,0 g/km	107,0 g/km

Source : CGSP



COMPLÉMENT 13

RÉSUMÉ DU RAPPORT *PERSPECTIVES SUR LES TECHNOLOGIES ÉNERGÉTIQUES 2017* DE L'AGENCE INTERNATIONALE DE L'ÉNERGIE

Executive summary traduit par Mathilde Salin¹

1. Le système énergétique évolue, mais une volonté politique est nécessaire pour accélérer et orienter sa transformation

Plusieurs tendances indiquent que le système énergétique mondial est en pleine évolution. Le mix énergétique est en cours de redéfinition. Dans le secteur électrique, les capacités additionnelles renouvelables et nucléaires ont permis de répondre à la majorité de la croissance de la demande. Du côté de la demande, les technologies de transport innovantes se développent et devraient accroître la demande électrique. L'augmentation du niveau de vie conduira par ailleurs un nombre croissant de ménages à s'équiper d'appareils électroménagers, électroniques et autres biens électriques, ce qui poussera également à la hausse des besoins en électricité.

L'innovation technologique du secteur énergétique peut contribuer à sa transformation et la faciliter, mais des politiques fortes sont nécessaires. Le rapport *Energy Technology Perspectives 2017* (ETP 2017) [Perspectives sur les technologies énergétiques 2017, ETP 2017] met en avant le rôle de l'innovation dans le domaine énergétique – c'est-à-dire, le déploiement à grande échelle des technologies disponibles et le développement de technologies toujours novatrices – pour contribuer à des objectifs politiques multiples, tout en garantissant une énergie sûre, fiable et abordable.

¹ Département Économie, France Stratégie.

Le rapport annuel *Tracking Clean Energy Progress* (TCEP), inclus dans l'ETP 2017, examine l'évolution de différentes technologies au regard des objectifs climatiques mondiaux. Les résultats montrent que la transformation du système énergétique n'est pas conforme aux objectifs politiques internationaux fixés. Plusieurs technologies pâtissent d'un manque de soutien politique, ce qui entrave leur déploiement à plus grande échelle. Il existe notamment un important potentiel de progrès technologique en matière d'efficacité énergétique, de bioénergie et de technologies de captage et stockage du carbone (CSC), mais des politiques fortes seront nécessaires pour susciter les investissements requis.

Dans l'ensemble, seules quelques technologies énergétiques parmi celles examinées sont sur la bonne voie pour atteindre les objectifs de durabilité. Le TCEP montre toutefois que les avancées ont été substantielles dans les domaines où des politiques publiques ont fourni des signaux clairs montrant la valeur de l'innovation technologique, comme cela a été le cas pour le solaire photovoltaïque (PV), l'éolien terrestre, les véhicules électriques et le stockage de l'énergie.

Une approche intégrée est essentielle pour un futur énergétique durable. Les **technologies énergétiques sont interdépendantes et doivent donc être développées et déployées en parallèle**. Un système énergétique sûr, durable et abordable reposera sur des sources d'énergie diversifiées et s'appuiera davantage sur la production décentralisée. Il devra donc être mieux intégré et géré de manière plus systémique. Cela permettra une plus grande efficacité, des coûts réduits et le recours à un éventail plus large de technologies et de combustibles. Cependant, le succès dépendra de la manière dont le système énergétique fonctionne dans son ensemble, et non des développements technologiques isolés. Pour les responsables politiques, le principal enjeu sera de passer d'une perspective compartimentée et pilotée par l'offre à une vision permettant l'intégration des systèmes. Pour cela, des outils de planification efficaces, des cadres réglementaires propices au changement et un dialogue politique renforcé sont nécessaires.

Un système électrique intégré et connecté est un élément essentiel de la transformation du secteur énergétique. L'électrification croissante offre la possibilité d'améliorer la flexibilité, l'efficacité et la performance environnementale des systèmes électriques. Le développement des technologies facilitant l'intégration des systèmes, comme le stockage de l'énergie, résulte actuellement de la diminution des coûts, de réglementations de plus en plus favorables et d'une meilleure compréhension de leur rôle. En 2016, le déploiement de nouvelles capacités de stockage, principalement des batteries, a augmenté de plus de 50 %. L'utilisation généralisée des technologies numériques peut contribuer à accélérer ce changement.

L'intégration du système énergétique et une meilleure gestion de la demande apporteront de nouvelles opportunités d'optimisation et une plus grande efficacité dans la fourniture de services. Un système énergétique intelligent rend possible des mesures de gestion de la demande. Des technologies comme les infrastructures de mesure avancée, les appareils intelligents ou les compteurs intelligents bidirectionnels permettent une meilleure gestion de la demande et peuvent également inciter les consommateurs à jouer un rôle plus actif dans le système énergétique. Ces approches peuvent également encourager une utilisation plus efficace de l'énergie et contribuer à la gestion de la charge et à la flexibilité du système.

Une planification coordonnée à long terme pour des investissements dans des infrastructures plus robustes et plus intelligentes est nécessaire afin de garantir durablement l'efficacité et la fiabilité du système. Parvenir à un système énergétique efficace et bas carbone nécessitera des investissements soutenus dans différentes infrastructures. De grands marchés se sont déjà heurtés à certaines limites de capacités de transmission électrique qui menacent le développement futur des réseaux et des renouvelables intermittents, comme en Allemagne ou en République populaire de Chine. Le déploiement des infrastructures de transport et de stockage du dioxyde de carbone (CO₂) en est un autre exemple : dans la plupart des applications individuelles, étant donné les faibles quantités de CO₂ en jeu, les infrastructures de transport et de stockage ont peu de chances d'être rentables. Une coordination et une planification efficace, du niveau local au niveau régional, pourraient permettre de réduire ces difficultés.

Le progrès technologique requiert un soutien politique fort et coordonné. Alors que la compétitivité économique des nouvelles technologies s'améliore, les mesures politiques n'ont pas toujours l'impact escompté sur le marché et ne permettent pas d'orienter les choix technologiques dans une direction optimale. Des réglementations appropriées doivent plus clairement valoriser sur les marchés les avantages liés à la sécurité énergétique et à la durabilité afin d'encourager les investissements à plus long terme. Les mécanismes du marché ne suffiront pas, à eux seuls, à donner l'élan nécessaire. Des mesures vigoureuses et cohérentes, coordonnées au niveau de l'ensemble des secteurs énergétiques, devraient mieux prendre compte les objectifs de la politique énergétique, notamment en ce qui concerne la fiscalité, le commerce international, la planification urbaine et l'innovation. Celles-ci devraient intervenir aux différents stades du processus de prise de décisions, qu'elles soient commerciales ou gouvernementales.

2. Les ambitions accrues pour un système énergétique durable ne sont pas traduites par des actions concrètes

Le principal enjeu actuel est de garantir que l'élan donné à la transformation du secteur énergétique se poursuive et à en accélérer la dynamique. La ratification de l'Accord de Paris et les appels à mettre en œuvre les Objectifs de développement durable des Nations unies sont la preuve que le changement climatique et les préoccupations environnementales font l'objet d'un soutien planétaire important. Il faudra cependant envoyer rapidement des signaux clairs alignés à ces objectifs à long terme afin d'orienter le secteur énergétique vers la durabilité.

La trajectoire actuelle ne répond pas aux exigences fixées. Le rapport ETP 2017 présente trois trajectoires pour le développement du secteur énergétique d'ici 2060. Le scénario technologique de référence (*Reference Technology Scenario*, RTS) est le scénario de base ; il prend en compte les engagements climatiques et énergétiques existants par pays en y incluant les contributions déterminées au niveau national au titre de l'Accord de Paris. Le scénario RTS – qui reflète donc les ambitions actuelles de chacune des régions du monde – ne permet pas d'atteindre les objectifs d'atténuation du changement climatique, mais il marquerait néanmoins une évolution significative par rapport à une approche historique de statu quo.

Une décarbonation plus ambitieuse nécessite des efforts accrus et un engagement politique soutenu. Le scénario 2 °C (2DS) et le scénario au-delà de 2 °C (B2DS) fixent tous deux une trajectoire de décarbonation rapide conforme aux objectifs politiques internationaux. Le scénario 2DS est le principal scénario climatique de la série ETP depuis de nombreuses années et il a été largement utilisé par les responsables politiques et les acteurs privés pour évaluer leurs stratégies climatiques. Pour la première fois, le scénario B2DS examine comment et jusqu'où les technologies énergétiques propres actuellement connues pourraient évoluer si elles étaient poussées jusqu'à leurs limites réalistes, conformément aux aspirations plus ambitieuses formulées par les pays dans l'Accord de Paris.

Les technologies aujourd'hui novatrices ont besoin d'un soutien politique fort pour atteindre les objectifs climatiques. Dans le scénario B2DS, le secteur énergétique parvient à la neutralité carbone d'ici 2060 et à limiter la hausse de température future à 1,75 °C d'ici 2100, soit le point médian de la plage de températures formulée dans l'Accord de Paris. Cette trajectoire implique que tous les leviers politiques disponibles soient activés au cours de la période et ce, dans l'ensemble des secteurs et dans le monde entier. Cela nécessiterait une action politique sans précédent, ainsi que l'effort et l'engagement de l'ensemble des parties prenantes.

3. Une action coordonnée et un panachage de technologies sont nécessaires pour parvenir à des solutions rentables

Il est nécessaire d'agir dans l'ensemble des secteurs afin d'exploiter les solutions les plus rentables. Les opportunités technologiques ne manquent pas, tant du côté de l'offre que de la demande du secteur énergétique. Combiner différentes technologies permettra de fournir des services énergétiques fiables et abordables, tout en réduisant les émissions.

Alors que l'électrification des usages finaux s'accroît, décarboner les systèmes électriques tout en augmentant la part d'électricité dans la consommation finale d'énergie crée de nouveaux défis et de nouvelles opportunités. Les tendances actuelles entraîneraient une augmentation de la part de l'électricité dans la demande finale d'énergie, dans tous les secteurs de la consommation finale, de 18 % à l'heure actuelle à plus de 26 % d'ici 2060 dans le scénario RTS, soit l'augmentation relative la plus importante parmi tous les vecteurs énergétiques. Mais l'électrification des usages finaux peut également permettre de s'affranchir de notre dépendance directe aux combustibles fossiles tout en décarbonant la production d'électricité. Dans les scénarios 2DS et B2DS, l'électricité devient le principal vecteur d'énergie finale, légèrement au-dessus du pétrole. Le changement est particulièrement remarquable dans le secteur des transports, où l'électricité devient le premier combustible pour les modes de transportation terrestres dans le scénario B2DS.

L'électricité décarbonée est la clef de voûte de la transition énergétique. Le secteur électrique mondial peut parvenir à des émissions de CO₂ nettes nulles d'ici 2060 dans le scénario 2DS, au moyen du déploiement à plus grande échelle d'un portefeuille de technologies propres et d'une production électrique issue à 74 % des renouvelables (dont 2 % de bioénergie durable avec CSC [BECSC]), à 15 % du nucléaire, à 7 % de centrales électriques alimentées par des combustibles fossiles et équipées de dispositifs CSC, le reste provenant de la combustion du gaz naturel.

Des bâtiments plus efficaces énergétiquement contribuent également à la transformation d'ensemble du système énergétique. Le déploiement rapide des technologies d'éclairage, de climatisation et des appareils électroménagers énergétiquement efficaces pourrait permettre d'économiser 50 EJ, soit l'équivalent de près de trois quarts de la demande électrique mondiale actuelle, d'ici 2030. Ces économies d'énergie résulteraient de l'adoption accélérée d'équipements électriques sans que cela représente un poids additionnel pour le secteur de production d'électricité.

La technologie et les politiques publiques ont un rôle primordial à jouer pour guider le secteur des transports vers une plus grande durabilité. L'électrification apparaît comme la principale trajectoire bas carbone pour le secteur des transports. Cette tendance est

déjà en partie à l'œuvre, et le stock de voitures électriques devrait être multiplié par 28 d'ici 2030 dans le scénario RTS, par rapport au niveau actuel de deux millions de véhicules. Le scénario 2DS accroît cette ambition à 160 millions de voitures électriques, tandis que le scénario B2DS prévoit 200 millions de voitures électriques sur les routes à cette même date, ce qui conduirait à une part de 90 % de voitures électriques parmi l'ensemble des voitures sur les routes en 2060. Accélérer le mouvement pour la mobilité électrique requerra des développements technologiques et investissements infrastructurels conséquents, sur la base d'un soutien politique fort. Les politiques et les technologies permettant de réduire le besoin en transport individuel – par exemple via une planification urbaine améliorée ou le recours accru aux transports collectifs – peuvent permettre de mieux gérer le déploiement des nouvelles technologies et réduire significativement les investissements requis.

Les industries énergivores sont des acteurs essentiels de toute stratégie de transformation durable. La demande énergétique de l'industrie est la plus élevée parmi les secteurs de consommation finale, et elle devrait augmenter de près de deux tiers d'ici 2060 dans le scénario RTS. Des opportunités existent pour améliorer l'efficacité de la production, maximiser l'usage des ressources locales disponibles et optimiser l'utilisation des matériaux. Des technologies qui ne sont pas encore commercialisées peuvent jouer un rôle majeur dans la décarbonation des procédés industriels, contribuant à une réduction de 18 % des émissions directes cumulées de CO₂ dans le scénario 2DS et de 36 % dans le scénario B2DS. Cela démontre la nécessité de soutenir l'innovation dans les secteurs économiquement stratégiques, comme le fer, l'acier, le ciment et l'industrie chimique.

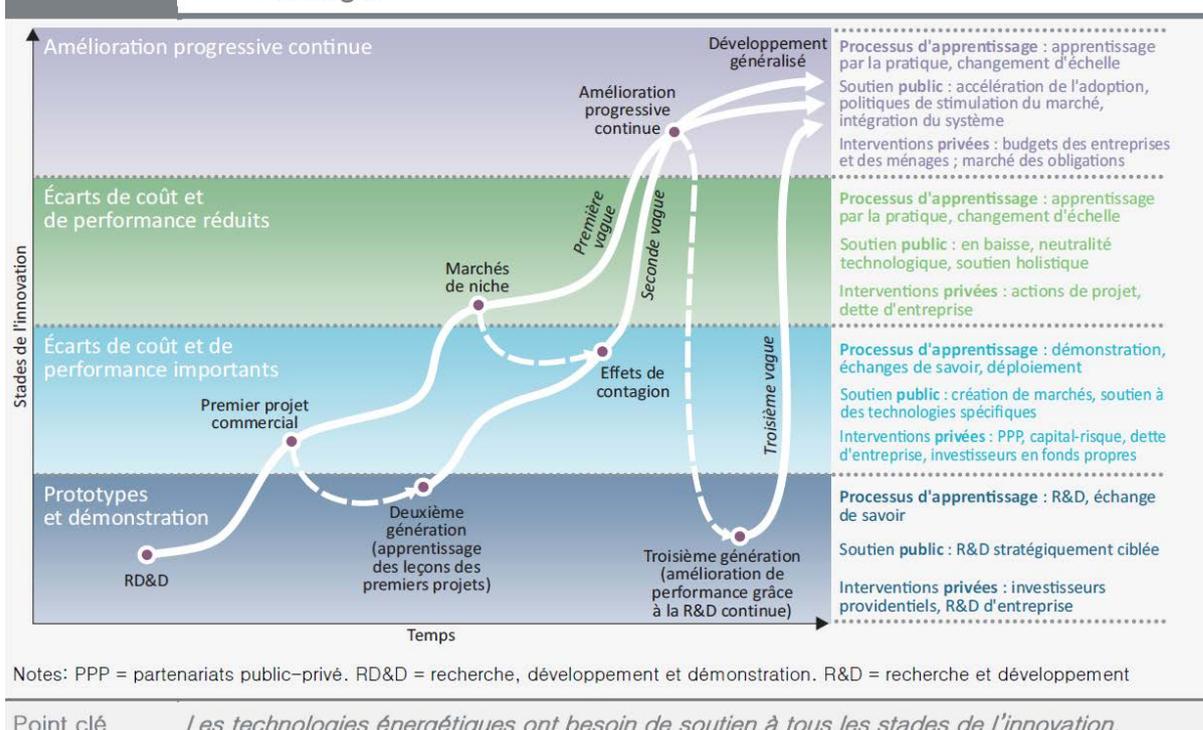
Il existe un potentiel d'économies d'énergie considérable en matière de chauffage et de refroidissement, qui reste largement inexploité. À l'heure actuelle, le chauffage et le refroidissement dans les bâtiments et l'industrie représentent près de 40 % de la consommation finale d'énergie – soit une part plus importante que les transports (27 %). En outre, près de 65 % de cette demande repose sur des sources de combustibles fossiles. L'efficacité énergétique et le recours à des vecteurs d'énergie finale propres (comme l'électricité décarbonée et le chauffage collectif) pourraient permettre de réduire la consommation de combustibles fossiles pour le chauffage et le refroidissement de moitié d'ici 2060 par rapport aux niveaux actuels.

Parvenir à des émissions négatives, en particulier dans les secteurs de la production électrique et de la transformation des combustibles, devient indispensable à mesure que s'élèvent les ambitions bas carbone. Dans le scénario B2DS, la BECSC fournit près de 5 gigatonnes « d'émissions négatives » en 2060. Ces émissions négatives sont d'une importance primordiale pour que le secteur énergétique devienne neutre en émissions d'ici 2060. Bien qu'elles soient confrontées à de nombreux défis, les technologies BECSC permettent de compenser des émissions résiduelles produites ailleurs dans le

système énergétique encore plus coûteuses ou difficiles techniquement à réduire directement. Cela requerra un apprentissage technologique accéléré et un changement d'échelle massif dans les secteurs de la bioénergie durable et du CSC, qui accusent pour le moment un certain retard.

L'innovation doit être soutenue à tous les niveaux, depuis les premières phases de la recherche jusqu'à la pleine démonstration et le déploiement. La transition vers un nouveau système énergétique nécessite des innovations à la fois progressives et radicales. Les gouvernements ont un rôle important à jouer pour garantir un soutien prévisible et à long terme à tous les stades de l'innovation – i.e. depuis la recherche fondamentale et appliquée jusqu'aux phases ultérieures de développement, démonstration et déploiement. L'allocation des ressources entre les différentes technologies doit prendre en compte à la fois les opportunités et les défis en termes d'innovation à court et à long terme, mais également refléter le niveau de maturité technologique (Figure 1.1).

Figure 1.1. Le processus d'innovation technologique dans le domaine de l'énergie



La coopération internationale entre les différents niveaux de gouvernance et avec le secteur privé est essentielle. La coopération multilatérale peut améliorer la rentabilité des innovations technologiques dans le domaine de l'énergie et renforcer la confiance en démontrant que des progrès sont accomplis à l'échelle planétaire. La

mondialisation fournit un cadre plus ouvert pour l'innovation, permettant de mettre en commun des ressources pour accélérer la recherche et le développement (R & D), prendre en charge la démonstration et stimuler un déploiement plus rapide des technologies ayant fait leurs preuves. Accroître les capacités d'innovation locale est également essentiel au déploiement réussi des technologies innovantes qui peuvent aider à atteindre les objectifs politiques et environnementaux locaux tout en contribuant aux objectifs de durabilité mondiaux. Les initiatives existantes, telles que les Programmes de collaboration technologique de l'AIE, le forum Clean Energy Ministerial et la Mission Innovation, devraient être plus solidement ancrées dans l'ensemble des processus décisionnels.

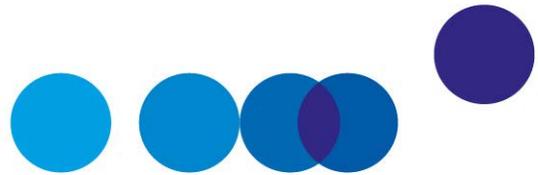
Principales recommandations à l'intention des responsables politiques

- Les gouvernements doivent élaborer une vision d'avenir pour un futur énergétique durable, qui aborde les multiples enjeux de la politique énergétique et permette de suivre les progrès accomplis au regard des objectifs fixés. Afin que le secteur énergétique puisse répondre de manière optimale aux multiples défis qui lui sont posés et atteindre les objectifs politiques fixés, il sera essentiel de définir des trajectoires vers une transition énergétique à long terme qui satisfasse aux objectifs de sécurité énergétique, de lutte contre le changement climatique et de qualité de l'air, ainsi que de garantir leurs progrès.
- La coopération internationale doit être renforcée pour atteindre les objectifs globaux. Les programmes conjoints d'innovation permettent de créer des opportunités de marché qui bénéficient à la fois aux fabricants et aux utilisateurs des technologies, tout en contribuant à la transformation efficace des systèmes énergétiques mondiaux. La collaboration avec les acteurs locaux, afin de renforcer les capacités et de partager les bonnes pratiques, permet également de soutenir une action locale adaptée aux contextes.
- Le soutien politique au développement technologique devrait être renforcé à tous les stades du cycle de l'innovation. Ce soutien devrait en outre être mesurable et concerner tous les stades de l'innovation (y compris la recherche, le développement, la démonstration et le déploiement) afin de faciliter à la fois l'innovation progressive et radicale mais également des mesures de déploiement pour des technologies spécifiques. Les initiatives telles que les Programmes de collaboration technologique de l'AIE, le forum Clean Energy Ministerial et la Mission innovation, sont des plateformes clés pour coordonner et accélérer les efforts mondiaux.

Les mécanismes politiques, financiers et de marché doivent être ajustés afin de soutenir les nouveaux modèles d'affaires rendus possibles par l'évolution du paysage

technologique. Les structures et les réglementations de marché devraient mieux exploiter l'opportunité que représente l'accès accru à l'information énergétique afin de créer de nouveaux modèles de transaction de l'énergie. Un dialogue et une coordination institutionnels plus efficaces devraient être mis en place entre les niveaux de gouvernance nationaux, régionaux et locaux, mais aussi avec les autres acteurs du secteur de l'énergie, pour accélérer la transformation du secteur et parvenir à de nouvelles solutions.

Les responsables politiques doivent développer une meilleure compréhension des opportunités et des défis liés à la numérisation croissante du secteur de l'énergie. On assiste à une convergence croissante entre les secteurs du numérique et de l'énergie. Cette convergence offre de nouvelles perspectives, mais présente également des risques. Pour que numérisation et évolution du paysage énergétique œuvrent ensemble de manière pertinente et efficace, il faudra veiller à la qualité des données produites et à la rigueur des analyses qui en seront faites.



COMPLÉMENT 14

COÛTS D'ABATTEMENT DU CO₂ ET VALEUR TUTÉLAIRE DU CARBONE

Contribution du Commissariat général au développement durable

1. Principe général dans le calcul socioéconomique

Proposition de définition – Dans le calcul socioéconomique classique, le **principe général d'un coût d'abattement** consiste (i) à **évaluer le surcoût** associé à l'activation d'un levier technologique ou comportemental, par rapport à un scénario de référence (non ou moindre activation de ce levier) ; (ii) à lui **retrancher d'éventuels bénéfices** (en général une économie d'énergie, mais éventuellement d'autres bénéfices tels qu'une diminution de la pollution atmosphérique, de nuisances sonores, de la congestion, etc.) ; (iii) à **rapporter cette différence aux émissions de GES évitées et actualisées**. Ceci est résumé par la formule générale :

$$C_{CO_2} = \frac{\text{Investissement} - \text{GainEnergie} - \text{GainAutresExternalités}}{\text{EmissionsEvitées}}$$

En toute logique, le calcul du coût d'abattement suit donc les principes de l'analyse socioéconomique :

- les investissements et gains éventuels sont évalués sur la base de coûts hors taxes : en particulier, on travaille hors TVA et hors TICPE, TICFE, etc., pour les dépenses énergétiques ;
- les gains associés aux émissions évitées et autres externalités sont calculés en tenant compte du mieux possible des phases de production amont et aval (approche cycle de vie) ;
- il faudrait théoriquement prendre également en compte le COFP (coût d'opportunité des fonds public) dans les coûts au numérateur ;

- l'ensemble des grandeurs sont actualisées au taux public.

Remarques relatives à l'interprétation

- La nature même de l'équation, avec un numérateur qui est une différence de plusieurs termes, entraîne une **forte variabilité du résultat**, en particulier selon que l'on prend en compte ou non les externalités autres que le CO₂.
- Le coût d'abattement socioéconomique ainsi calculé peut s'interpréter comme la valeur du carbone, constante (en euros constants) sur la durée de vie de l'investissement, permettant de rentabiliser celui-ci du point de vue de la collectivité, c'est-à-dire d'annuler sa valeur (socioéconomique) actuelle nette.
- Le coût d'abattement socioéconomique ainsi calculé caractérise le levier (technologique ou comportemental) étudié et renseigne uniquement sur sa rentabilité potentielle du point de vue de la collectivité (dans la mesure où il suit les principes du calcul public et ne distingue pas les efforts des différentes catégories d'agents).
- **Cette seule valeur ne reflète pas le niveau ou la répartition des efforts auxquels doivent consentir les différents acteurs** pour mettre en œuvre collectivement un levier donné. En conséquence, le calcul d'un coût d'abattement socioéconomique comme le recours à la VTC **ne permettent pas d'évaluer ou de calibrer directement un instrument de politique publique** (dont la conception doit s'appuyer sur une compréhension de la manière dont il influence ou modifie le comportement de chacun des acteurs qu'il cible).
- Le coût d'abattement socioéconomique est issu d'une logique de calcul similaire à la valeur tutélaire. Il peut donc lui être comparé à condition d'avoir en tête une **mise en garde majeure** : le coût d'abattement socioéconomique correspond à une **valeur constante sur la durée de vie de l'investissement réalisé** à rapporter non pas à la valeur tutélaire à la date de l'investissement mais à son « équivalent constant » sur la durée de vie de l'investissement. Autrement dit, on peut comparer le coût d'abattement socioéconomique calculé pour une période d'investissement donnée à la valeur moyenne de la VTC sur cette période (pondérée par les quantités d'émissions évitées actualisées chaque année par le projet ou la mesure).
- Ainsi, si la VTC croît à un taux supérieur à 4,5 % sur une période donnée, un coût d'abattement socioéconomique supérieur à la valeur carbone à un instant t au sein de cette période ne signifie pas nécessairement qu'il faille attendre avant de déclencher l'investissement. La période de référence (période de vie de l'investissement) doit être précisée pour pouvoir interpréter et comparer le coût d'abattement.

2. Ordres de grandeur de coûts d'abattement socioéconomiques

Cette partie présente des ordres de grandeur de coûts d'abattement socioéconomiques calculés à partir de résultats ou d'hypothèses de différentes études ou modèles utilisés par le Commissariat général au développement durable (CGDD).

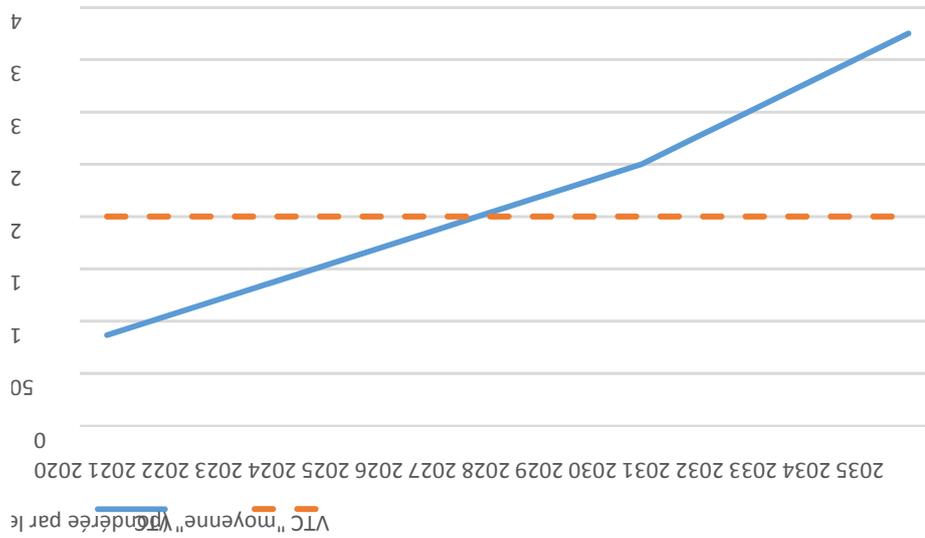
Il convient de remarquer que ces résultats, bien qu'issus de travaux relevant tous de l'analyse socioéconomique, ne reposent pas sur des périmètres de coûts et gains similaires : en particulier, la pollution locale, le bruit, et le coût d'opportunité des fonds publics (COFP) sont parfois pris en compte, parfois non. Cette remarque incite donc à la prudence dans leur utilisation.

Ces résultats préliminaires seront consolidés dans une prochaine publication.

	Coût d'abattement CO ₂	Commentaires
Amélioration de l'efficacité énergétique des VT (voitures thermiques)	Coût d'abattement socioéconomique pour un véhicule acheté en 2020 : autour de 120€/tCO₂ [durée de vie du véhicule : 16 ans]	Hypothèse : coût pour abaisser les émissions d'un véhicule de 1gCO ₂ /km : 105€/gCO ₂ (consommation « réelle », et non « constructeur »). Baril à 130\$ en 2030 (prix du carburant : 1€/L HTT). Prise en compte de la valorisation de l'externalité « pollution de l'air ». Externalité « bruit » non prise en compte. COFP non pris en compte.

Il est proposé de s'arrêter sur ce premier exemple pour illustrer la manière de comparer le coût d'abattement avec la trajectoire de la valeur tutélaire du CO₂ (VTC). On compare une situation où un véhicule neuf plus cher mais moins émetteur est acheté en 2020, à une situation où un véhicule plus émetteur mais moins cher est choisi. Le surcoût permet d'économiser du CO₂ (et du carburant) sur la durée de vie du véhicule qui est supposée de 16 ans. On suppose que le kilométrage annuel est constant et donc que l'économie annuelle de CO₂ est constante. Dans ce cas¹, il faut comparer le coût d'abattement à la moyenne pondérée par le coefficient d'actualisation, sur la période de 16 ans, de la valeur carbone.

¹ Théoriquement, il faut comparer le coût d'abattement à la moyenne pondérée par le coefficient d'actualisation multiplié par l'économie de CO₂, de la valeur carbone ; ici, la quantité de CO₂ économisée étant constante au cours du temps, on peut l'ignorer.



La valeur moyenne (pondérée par le coefficient d'actualisation) est de 200€/tCO₂ (inférieure à la moyenne arithmétique qui est de 217€/tCO₂), montant supérieur au coût d'abattement du CO₂ associé à l'amélioration de l'efficacité énergétique du véhicule. Cela signifie qu'il est donc rentable de mettre en œuvre ce levier dès 2020.

	Coût d'abattement CO ₂	Commentaires
Amélioration de l'efficacité énergétique des VT (voitures thermique)	Coût d'abattement socioéconomique pour un véhicule acheté en 2020 : autour de 120 €/tCO₂ [durée de vie du véhicule: 16 ans]	Hypothèse : coût pour abaisser les émissions d'un véhicule de 1 gCO ₂ /km : 105 €/gCO ₂ (consommation « réelle », et non « constructeur »). Baril à 130\$ en 2030 (prix du carburant : 1€/L HTT). Prise en compte de la valorisation de l'externalité pollution de l'air. Externalité « bruit » non prise en compte. COFP non pris en compte.
Passage VT -> VE (voiture électrique) Usage « mixte »	Usage « mixte » : coût d'abattement socioéconomique pour un véhicule acheté en 2030 : autour de 400 €/tCO ₂ [durée de vie du véhicule :16 ans]	Calcul tirés de la publication « Analyse coûts bénéfiques des véhicules électriques (juillet 2017) », cas d'un second véhicule en usage mixte (i.e. en milieu rural et urbain représentatif du cas moyen). Batterie à 100€/kWh, 24 kWh (citadine). Prix du carburant HTT : 1,1 €/L en 2030, 1,4 €/L en 2050. Pollution locale et bruit pris en compte. Prise en compte des émissions associées à la production de la batterie. COFP pris en compte.

	Coût d'abattement CO ₂	Commentaires
Passage VT -> VE (voiture électrique) Usages urbains	<p>Usage <i>urbain dense</i> : coût d'abattement socioéconomique pour un véhicule acheté :</p> <ul style="list-style-type: none"> - en 2020 : autour de 450 €/tCO₂ - en 2030 : 0 €/tCO₂ <p>[durée de vie du véhicule : 16 ans] avec un baril évoluant à 130 \$ en 2030 (prix du carburant : 1€/L HTT)</p> <p>Usage <i>urbain très dense</i> : coût d'abattement socioéconomique pour un véhicule acheté :</p> <ul style="list-style-type: none"> - en 2020 : 100 €/tCO₂ - en 2030: négatif de l'ordre de - 130 €/tCO₂ <p>[durée de vie du véhicule :16 ans]</p>	<p>Même source et hypothèses générales que précédemment, cas urbains.</p> <p>Urbain très dense : 6750 hab./km².</p> <p>Urbain dense : 2250 hab./km².</p> <p>Remarque : le coût d'abattement est inférieur à celui obtenu pour le cas « mixte » car en milieux urbains :</p> <ul style="list-style-type: none"> - les véhicules thermiques consomment davantage ; - les externalités associées, en particulier le bruit et la pollution locale, sont accrues.
Rénovation énergétique dans les bâtiments tertiaires	<p>Coût d'abattement socioéconomique : autour de 250 €/tCO₂, pour des mesures supplémentaires mises en œuvre chaque année entre 2020 et 2050.</p>	<p>Chiffrages tirés des travaux effectués à partir du modèle CGDD de rénovation dans le tertiaire, pour la stratégie nationale bas carbone, par comparaison entre un scénario avec mesures supplémentaires et un scénario avec mesures existantes. Publication à venir.</p> <p>Pollution locale non prise en compte.</p> <p>COFP pris en compte.</p>
Rénovation énergétique dans les bâtiments résidentiels	<p>Coût d'abattement socioéconomique autour de 240 €/tCO₂ pour des rénovations réalisées en 2015-2016 [avec prise en compte des effets sur la période : 2015-2050].</p>	<p>Chiffres tirés des travaux effectués avec le modèle ResIRF du CGDD/CIREN.</p> <p>Contenu CO₂ de l'électricité de 180 gCO₂/kWh.</p> <p>Effet rebond significatif.</p> <p>Autres externalités non prises en compte (en particulier la pollution locale qui pourrait constituer un bénéfice collatéral significatif).</p> <p>COFP non pris en compte.</p>

	Coût d'abattement CO₂	Commentaires
Autoroute électrique (équipée de caténaire) avec camions hybrides (équipés de pantographes)	<p>Coût d'abattement socioéconomique :</p> <p>2020 : 125 à 400 €/tCO₂ [durée de vie 10 ans]</p> <p>2030 : 75 à 300 €/tCO₂ [durée de vie 10 ans]</p>	<p>Calculs issus de la publication « Concept d'autoroute électrique ».</p> <p>Hypothèses principales : coûts d'infrastructure 1,5 à 2,5 M€/km, trafics de 6 000 à 7 000 PL/j.</p> <p>Part de trajet en mode électrique : ¾ environ.</p> <p>Pollution locale et bruit pris en compte.</p> <p>Prix du carburant : 0,62 ; 1,07 ; 1,21 €/L HTT pour 2020, 2030, 2040.</p> <p>COFP pris en compte.</p>
PL tout électrique	<p>Coût d'abattement socioéconomique :</p> <p>2020 : 500 €/tCO₂ [durée de vie 10 ans]</p> <p>2030 : 250 €/tCO₂ [durée de vie 10 ans]</p> <p>2040 : 140 €/tCO₂ [durée de vie 10 ans]</p>	<p>Même source et hypothèses que précédemment.</p> <p>Coût de la batterie : 400, 200, 167 €/kWh pour 2020, 2030, 2040.</p> <p>Densité énergétique de la batterie : 110, 165, 220 Wh/kg pour 2020, 2030, 2040.</p>
Autobus électrique	<p>Coût d'abattement socioéconomique :</p> <p>Urbain dense :</p> <p>2020 : 170 €/tCO₂ [durée de vie 16 ans]</p> <p>2025 : -100 €/tCO₂ [durée de vie 16 ans]</p> <p>Urbain très dense :</p> <p>2020 : 30 €/tCO₂ [durée de vie 16 ans]</p> <p>2025 : -200 €/tCO₂ [durée de vie 16 ans]</p>	<p>Calculs tirés de la publication « Analyse coûts bénéfiques des véhicules électriques, Les autobus et autocars, octobre 2018 ». Calcul effectué en comparaison avec un bus diesel euro 6.</p> <p>Remarque : les autres externalités (bruit et pollution locale) permettent d'abaisser sensiblement le coût d'abattement CO₂.</p> <p>Prise en compte des émissions associées à la production de la batterie.</p> <p>COFP pris en compte.</p>

	Coût d'abattement CO ₂	Commentaires
Autocar électrique	Coût d'abattement socioéconomique : 2020 : 450 €/tCO ₂ [durée de vie 16 ans] 2025 : 60 €/tCO ₂ [durée de vie 16 ans]	<i>Idem</i> ci-dessus.

NB : Les coûts socioéconomiques affichés dans ce tableau correspondent au prix du CO₂, en euros constants sur la durée de vie de l'investissement, nécessaire pour annuler la valeur actuelle nette (VAN) du projet. Le taux d'actualisation utilisé pour calculer la VAN est de 4,5 %. La date affichée correspond à la date de mise en service de l'investissement ou d'achat.

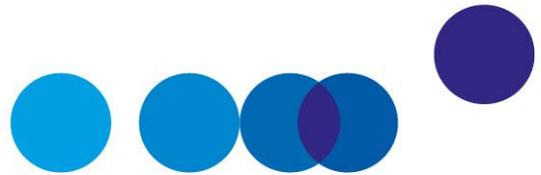
La période ou la durée de vie indiquée est celle sur laquelle sont pris en compte les effets de la mesure ou de l'investissement. Ainsi, par exemple, lorsqu'un véhicule électrique est acheté en substitution d'un véhicule thermique, l'avantage procuré, en termes de réduction des émissions de CO₂ et de polluants et d'économie de carburant, prévaut sur toute la durée de vie du véhicule.

Publications du CGDD relatant les travaux ayant permis d'établir ces coûts d'abattement :

[Analyse coûts-bénéfices des véhicules électriques – Les voitures](#) (juillet 2017).

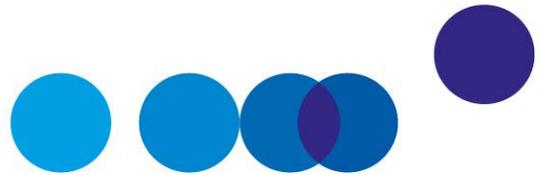
[Concept d'autoroute électrique : évaluation socioéconomique](#) (janvier 2017).

[Analyse coûts-bénéfices des véhicules électriques – Les autobus et autocars](#), (octobre 2018).



TROISIÈME PARTIE

**RÉFLEXIONS SECTORIELLES
ET PROSPECTIVE TECHNOLOGIQUE**



COMPLÉMENT 15

VALEUR TUTÉLAIRE DU CARBONE : QUELQUES CONSIDÉRATIONS TECHNICO-ÉCONOMIQUES

François Dassa¹ et Jean-Michel Trochet¹

La valeur tutélaire du carbone (VTC) recouvre deux démarches distinctes en économie :

- **L'économie normative** établit des valeurs de référence (VTC) visant à atteindre un objectif climatique donné à long terme. Elle établit ainsi des coûts marginaux de réductions d'émissions en s'appuyant sur une vision prospective d'ensemble des technologies de décarbonation. La VTC peut alors être interprétée comme la trajectoire de coûts marginaux optimaux qu'un planificateur bienveillant internalise à la marge de politiques publiques optimales, pour atteindre un objectif climatique donné dans un contexte lui aussi donné, en l'occurrence, l'atteinte d'une neutralité carbone en 2050 dans un monde où les autres pays se placent dans une trajectoire de limitation à long terme du réchauffement à +2 °C au plus.
- **L'économie institutionnelle** comprend le choix de règles du jeu et de politiques publiques opératoires et efficaces. De ce point de vue, c'est le complément naturel de la trajectoire de la VTC qui décrit les politiques publiques optimales pour atteindre à chaque horizon de temps ces valeurs optimales d'abattement des émissions. Parmi les politiques publiques, on a, en particulier, les politiques de R & D pour s'assurer que les technologies seront bien disponibles à l'horizon de temps considéré aux prix anticipés ou encore les politiques de déploiement pour les technologies « dans la monnaie » afin de tenir compte, le cas échéant, des échecs de marché. La question est alors celle du choix des outils de politique publique et de leur articulation avec la

¹ EDF.

VTC. Évaluer l'efficacité (en €/tCO₂éq évitée) des normes et subventions, puis comparer à la trajectoire de VTC, peut aider à la cohérence et à la priorisation de l'action publique et des affectations budgétaires.

L'exercice de définition de la trajectoire de VTC présente donc a priori deux types de réflexions complémentaires :

- l'identification des solutions technologiques sectorielles assurant les réductions des émissions, leurs coûts, les technologies marginales constituant le coût d'abattement marginal ;
- une description des politiques publiques permettant de réaliser en pratique cette trajectoire de coûts marginaux, par exemple des politiques d'innovation technologique et de planification/programmation de déploiement des solutions (en particulier en matière d'infrastructures).

1. Économie normative : détermination de la trajectoire de la VTC

1.1. Taux de croissance de la VTC, Hotelling et incertitudes

La règle de Hotelling selon laquelle la VTC croît au rythme du taux d'actualisation résulte d'une approche coût-efficacité permettant d'évacuer la question de l'incertitude sur les dommages climatiques². Si l'on suppose l'absence d'incertitude politique sur l'engagement des États à viser l'objectif 2 °C, la seule incertitude restante majeure est alors celle sur les technologies.

La règle de Hotelling constitue, dans ce cadre, un référentiel économique solide³. Il est sans doute souhaitable de ne s'en écarter qu'avec prudence. A minima, il apparaît nécessaire de pouvoir clairement justifier ces écarts sur des quantifications, même sommaires et transparentes.

² Dans le [rapport de la commission « Valeur tutélaire du carbone »](#) présidée par Alain Quinet en 2008 au Centre d'analyse stratégique (« rapport Quinet 2008 »), Olivier Godard (chapitre 5) montre néanmoins que même dans une approche coût-efficacité avec objectif 2 °C et budget carbone, l'approche coût-avantage devrait être mobilisée pour éliminer un usage trop précoce du budget carbone et la tentation d'un trop grand retard des efforts dans le temps, et dont la conséquence serait une arrivée précoce des dommages climatiques associés à 2 °C. Il nous semble qu'il s'agit là du meilleur argument de fond en faveur d'une contrainte *ex ante* de flux d'émissions dans le temps au détriment d'une seule contrainte de budget.

³ Voir rapport Quinet 2008, §2.1 et §2.2 sur la règle de Hotelling et son adaptation à l'effet de serre. Le taux d'absorption naturelle du CO₂ (ou sa durée de vie naturelle dans l'atmosphère) peut apporter un correctif à la hausse dont la pérennité est sujette à débat entre climatologues (voir §3.1 sur les mécanismes d'absorption naturelle du CO₂).

Le rapport Quinet de 2008 a abordé les raisons pour lesquelles il serait a priori envisageable d'amender la règle de Hotelling⁴ : en premier lieu (et au-delà de l'incertitude sur le budget carbone) l'incertitude sur les coûts d'abattement futurs, en particulier sur les coûts à long terme en fin de période.

Christian Gollier et Dominique Bureau⁵ ont étudié l'impact de ces incertitudes sur le rythme de croissance de la VTC. Leur prise en compte aboutit à un taux de croissance plus faible que le taux d'actualisation⁶. La quantification de tels effets demeure délicate. Par ailleurs, les impacts semblent, à ce stade, demeurer limités, en particulier si on envisage de disposer de politiques publiques de R & D complémentaires à des outils-prix pour gérer l'incertitude sur les technologies.

Des taux de croissance de la VTC supérieurs au taux d'actualisation ne paraissent pas justifiés au regard de la littérature économique. Ils risquent par ailleurs d'entraîner des effets pervers conduisant à retarder les investissements notamment en présence de contrainte budgétaire. Des pentes plus élevées de VTC posent, en définitive, la question d'un taux d'actualisation plus élevé pour traiter la question du CO₂.

Deux éléments semblent dès lors être clé pour la détermination des trajectoires de VTC :

- les technologies susceptibles de faire le coût marginal d'abattement en fin de période (§1.2) ;
- le traitement de l'incertitude technologique de fin de période en distinguant, d'un côté, les outils permettant de s'assurer d'en disposer le moment venu, de l'autre, la VTC dont la fonction est de permettre le déploiement efficace des technologies antérieures (§2).

1.2. Technico-économie de la VTC à l'horizon 2050

De notre point de vue, il semble raisonnable et justifiable, vu d'aujourd'hui, que les coûts d'abattement en 2050 ne dépassent pas une fourchette comprise entre 500 et 600 €/t.

Plusieurs technologies sont a priori candidates pour voir leur coût marginal baisser à l'horizon 2050 :

- **CSS** : technologies de capture du CO₂ issues des centrales électriques ou des process industriels puis stockage géologique. Le coût pourrait se situer, si on prend

⁴ Rapport Quinet 2008, §4.3 « Amendements à apporter à la règle de Hotelling ».

⁵ Gollier C. (2018), « [On the efficient growth rate of carbon price under a carbon budget](#) », octobre, à paraître ; Dominique Bureau, présentation en Commission le 23 mars 2018.

⁶ Taux d'actualisation pris ici au sens du taux de projet sans risque complété de la prime moyenne de risque « bêta = 1 ».

les données de l'AIE, en dessous de 100 €/t pour l'électricité et moins de 150 €/t pour l'industrie (voir Tableau 1 ci-dessous). Évidemment cela suppose des politiques de R & D et de démonstration adéquates. Ces valeurs relativement limitées ont tendance à favoriser le recours à cette technologie. Le facteur limitant est ici le volume de CO₂ effectivement stockable (enjeux d'acceptabilité inclus). Si ceux-ci sont incertains et sans doute limités en France, les potentialités en mer du Nord paraissent plus prometteuses. Une hypothèse de volumes de 100 Mt/an ne semble pas hors de l'épure de ce point de vue. Il faut cependant veiller à un second facteur limitant, celui du rebouclage sur le puits carbone dans la mesure où seulement 90 % du CO₂ peut être effectivement capté à ce niveau de coût, le reste repartant dans l'atmosphère ;

- **BECCS** : la CCS appliquée à des centrales électriques avec biomasse permet de penser des émissions négatives, qui compenseraient les restes d'émissions « incompressibles » des divers secteurs. Les coûts de l'AIE se situent en dessous de 300 €/t. Les contraintes sont les mêmes que pour la CCS avec une contrainte puits carbone plus forte à cause du recours à la biomasse. Il est à noter que ces facteurs limitants de la BECCS peuvent poser problème au regard de l'objectif de 2 °C ou moins, dans la mesure où, au plan global, des émissions négatives apparaissent nécessaires après 2050 comme l'attestent de très nombreux scénarios. Raison de plus, selon nous, pour ne pas limiter les volumes disponibles au-delà de contraintes physiques avérées ;
- **H2 et Fuel-Cells (FC)** : vecteur hydrogène produit par électrolyse (et électricité décarbonée) pour des usages directs dans des piles à combustible (FC). C'est un moyen envisageable pour décarboner les émissions des usages non stationnaires, notamment les transports lourds grande distance. Les coûts apparaissent plus incertains, mais cette technologie paraît accessible à moins de 500 €/t avant 2050 pour la mobilité ;
- **PtG et PtL** : vecteur hydrogène recombinaison avec du CO₂ capté, pour reconstitution de gaz ou de liquides carbonés (*Power to Gas and Power to Liquid*). Il ne s'agit pas de technologies proprement futuristes : électrolyse, méthanation et Fischer-Tropsch sont bien connus depuis longtemps. Les coûts de ces technologies à l'horizon 2050 peuvent, selon les sources publiques, atteindre une fourchette de 450-550 €/t. C'est par exemple le cas de l'étude d'Agora Energiewende en prenant la fourchette basse de leurs estimations de coût sur production d'hydrogène et de méthane ou de carburant liquide (ce qui est compatible avec l'hypothèse d'un objectif de 2 °C partagé au niveau mondial) et avec un coût du CO₂ capté de l'ordre de 50 €/t. Si on prend une valeur de 100 €/t pour tenir compte des coûts de transport éventuels et pour se placer en ligne avec les coûts du captage de la CCS de l'AIE, on arrive à une

fourchette de 500-600 €/t qui pourrait constituer la fourchette « plafond » de la valeur d'abattement du CO₂ en 2050.

Cette valeur suppose que les volumes de CO₂ captés bouclent avec les volumes de méthane ou de liquides de synthèse produits. Ce devrait être le cas si les volumes de produits de synthèse demeurent effectivement contenus. Par ailleurs, il faut tenir compte de l'impact sur le puits carbone à cause des « pertes de CO₂ » à la capture. Là encore, si les volumes demeurent limités (ce qui devrait être le cas), l'impact devrait être compatible avec les incertitudes sur le niveau du puits carbone en 2050.

Dans l'hypothèse où le rebouclage sur le puits carbone se révèle problématique (peut-être après 2050, notamment, si on suit la vision selon laquelle ce puits pourrait diminuer), il faut recourir, pour couvrir ces 10 % à 5 % de « pertes » de CO₂, à la captation directe dans l'air. Cette technologie, elle non plus, n'est pas une technologie inconnue puisqu'elle est déjà utilisée dans les sous-marins ou les laboratoires spatiaux depuis plusieurs décennies. Elle n'est toutefois pas développée à l'échelle industrielle nécessaire pour nos sujets. D'où des estimations de coûts encore très hétérogènes selon qu'elles émanent des quelques start-ups qui développent cette technologie ou de travaux académiques (voir Tableau 2 ci-dessous). En tout état de cause, une estimation du coût de capture directe plus stockage de 500-600 €/t apparaît comme une valeur à la fois prudente et justifiable de coût de cette technologie en 2050 qui permettrait, en dernière instance, de recourir au PtG ou au PtL si des contraintes sur les volumes de CCS disponibles apparaissaient.

Il apparaît, au final, qu'une fourchette de coût marginal d'abattement en 2050 située entre 500 et 600 €/t semble pouvoir être justifiée au regard de l'état des connaissances technologiques et de la littérature.

Tableau 1 – Technologies supposées mature avant 2050

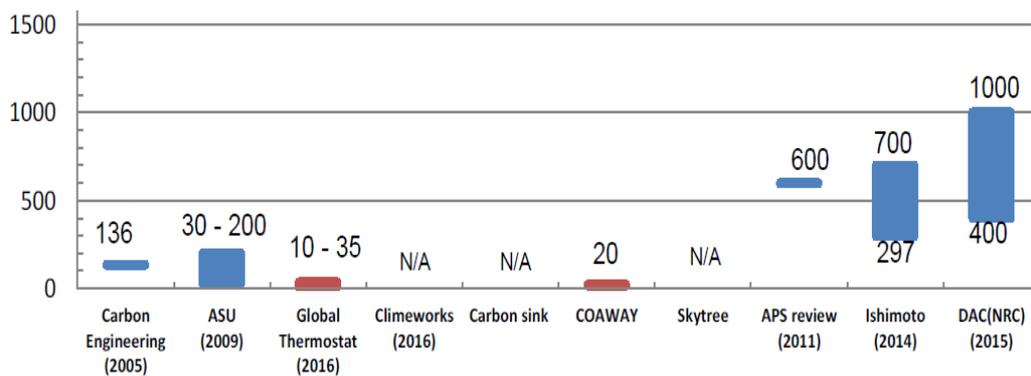
coûts unitaires : ordres de grandeur pour **2030-2040**, pour des volumes limités à déterminer

technologie	coût du CO ₂ évité	remarques	source	coût transport-stockage du CO ₂ à ajouter. Selon AIE 10-30 \$/t
centrale électrique gaz + capture CO ₂	61 \$ /t	invest 1000 \$/kW, usage base (7500 h/an)	calculs à partir des données de coût d'investissement de l'AIE WEO 2017	
	166 \$ /t	fonctionnement en semi-base (2000 h/an)		
centrale électrique biomasse + capture CO ₂	250 \$ /t	émission négative (-875 g/kWh)	AIE ETP 2017. Figure 6.16	
industrie : cimenterie + capture CO ₂	55 - 70 \$ /t	oxy-combustion	AIE, 2018, Technology Roadmap Low-Carbon Transition in the Cement Industry", page 39	
	90 - 150 \$ /t	capture post-combustion		
industrie : aciérie + capture CO ₂	60 - 80 \$ /t		AIE 2011, "Technology Roadmap CCS in Industrial Applications", page 19	

coûts de technologies prospectives et incertaines, horizon **2050**

Power to Gas : H ₂ par électrolyse puis méthanation pour usage chauffage (substitut au gaz naturel)	570 € / t	source de CO ₂ pour capture à trouver (Agora Energie Wende : capture dans l'air)	calculs à partir de données Agora Energie Wende 2018 ⁶
Power to Liquid : H ₂ par électrolyse puis transformation en carburant pour mobilité (substitut au pétrole)	470 € / t		

Tableau 2 – Survey des coûts de capture de CO₂ directement dans l'air⁸



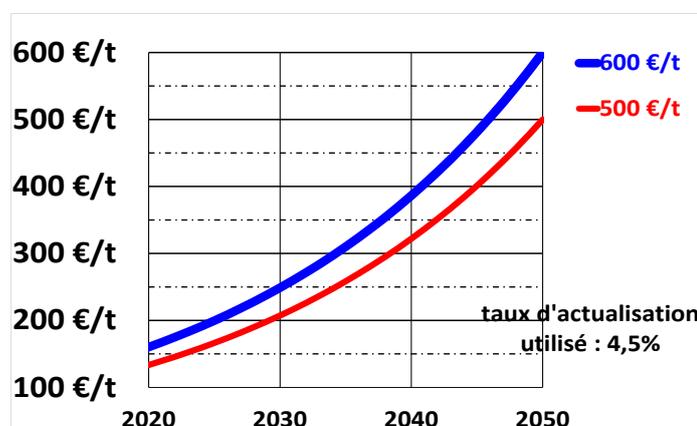
Blue bars are from various publications. Red bars are from the webpages of the companies. The assumptions for cost estimates are not available in many case especially for the cost company claims.

Avec cette fourchette de valeurs à long terme, la trajectoire suivant une règle de Hotelling et un taux d'actualisation de 4,5 % donne les valeurs ci-dessous.

⁷ Voir Agora Energiewende (2018), *The Future Cost of Electricity-Based Synthetic Fuels*, Study, 16 April, Frontier Economics ; FVV (2016), *Renewables in Transport 2050*, Kraftstoffstudie II, Report 1086-2016 ; et nos propres hypothèse sur le coût de l'électricité intrante (80 €/MWh), un électrolyseur utilisé 8 000 heures/an, et absence de stockage de H₂, actualisation à 4,5 %

⁸ Source : Ishimoto Y. et al. (2017), « Putting costs of Direct Air Capture in context », *FCEA Working Paper Series*: 002, juin.

**Figure 1 –Trajectoire de VTC suivant une règle de Hotelling
avec valeur terminale donnée en 2050**



En 2030, les valeurs correspondantes sont alors comprises entre 200 et 250 €/t. A cet horizon, des technologies que l'on peut déjà qualifier de matures devraient être massivement disponibles à des valeurs inférieures à 150 €, voire 100 €/t. En particulier les véhicules électriques pour le transport individuel ou utilitaire léger, ou les pompes à chaleur pour le bâtiment.

2. Usage de la VTC : économie institutionnelle et politiques publiques

De façon générale, il convient d'utiliser et combiner efficacement les différents instruments de politique publique (taxes, marchés de permis, normes, mécanismes de soutien R & D) pour le déploiement des technologies matures et pour l'orientation de la R & D. Ces instruments doivent pouvoir se référer à la trajectoire de la VTC d'où l'importance de lui conserver son caractère « optimal » pour identifier et justifier d'éventuels écarts.

2.1. Usage des valeurs initiales à court terme (2018-2025)

Au-delà d'une échéance homogène à la durée de vie résiduelle des équipements existants aujourd'hui, i.e. où l'on aura eu du temps pour adapter les équipements des entreprises et des ménages, un prix élevé du carbone aura un impact modéré sur les niveaux de revenu des agents (exemple : $200 \text{ €/t} \times 1 \text{ t CO}_2/\text{hab}/\text{an} = 0,2 \text{ k€/an} = 0,5 \%$ du PIB/hab). Mais à court terme, les équipements carbonés existants sont fixés et l'offre d'équipements décarbonés alternatifs est insuffisante : un choc de prix du carbone a un effet revenu élevé et génère des questions de redistributions massives

(exemple : $200 \text{ €/t} \times 4,4 \text{ t/hab/an} = 0,9 \text{ k€/an} > 2 \% \text{ du PIB/hab}$, soit bien davantage pour certaines catégories de ménages ou d'entreprises).

En l'absence d'instruments de politiques publiques redistributives de « 1^{er} rang », il est alors nécessaire de recourir à des instruments de « 2nd rang », i.e. amenant des distorsions de prix : la VTC ne peut sans doute pas être immédiatement reflétée dans une taxe. On peut imaginer, à titre d'exemple, que l'on utilise plusieurs instruments complémentaires, par exemple une taxe (fixée à un niveau plus bas que la VTC), des normes et des mécanismes de compensation de coûts échoués éventuels de telle sorte que la résultante de leurs effets exprimés en €/t de CO₂ évitée soit égale à la VTC selon un profil à la Hotelling.

2.2. Usage des valeurs à moyen terme (2030)

À cet horizon de temps, qui est encore partiellement un horizon de temps « des marchés » et des acteurs privés, il semble souhaitable à chaque fois que possible d'utiliser une valeur du carbone via la fiscalité ou des marchés de permis selon les cas, pour orienter le déploiement de technologies matures. Dans le secteur diffus (logement et transport des ménages en premier lieu), où les agents économiques sont moins sensibles aux anticipations de signal-prix, des instruments tels que les normes et subventions peuvent être préférés : la VTC est alors le bon moyen pour les choisir et les dimensionner de façon cohérente.

Cela est néanmoins insuffisant, et doit s'accompagner de mesures allant bien au-delà de cet horizon de temps et donc de l'horizon de temps des marchés. Nous pensons en particulier aux investissements d'infrastructures de long terme, à la structuration de l'industrie et au développement de filières industrielles. Dans cette perspective, l'intervention des pouvoirs publics doit compléter l'utilisation du signal-prix avec le même souci de cohérence avec la VTC aux différents horizons de temps considérés.

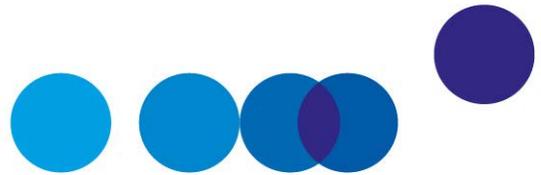
2.3. Usage à long terme (2040, 2050)

Compte tenu des délais de R & D dans les secteurs de l'énergie, des transports ou de l'industrie, disposer des technologies de long terme au bon moment et au bon niveau de coût suppose des actions dès aujourd'hui.

Les horizons de temps en jeu ne peuvent cependant pas être traités par les marchés à cause de leur incomplétude.

Il convient donc de pallier ces défaillances de marchés par d'autres instruments de politiques publiques (mécanismes de soutien R & D, normes, etc.), mieux à même d'internaliser la VTC à cet horizon.

Les États-Unis présentent de ce point de vue un exemple intéressant de politiques publiques de R & D complémentaires d'outils prix visant à déployer les technologies à court terme. Dans le domaine de l'énergie, l'administration Obama a ainsi mis en place un processus centré sur le Department Of Energy. Celui-ci rassemble à la fois les grands laboratoires américains et les industriels pour définir des roadmaps sur l'ensemble des technologies clés. En sont déduits des objectifs de coûts aux différents horizons de temps, des programmes de démonstrations pour descendre la courbe d'expérience et vérifier la tenue des roadmaps et, enfin, des volumes adéquats de soutien public. Ce type de politique illustre la complémentarité nécessaire entre signal-prix et *control and command* : il n'est pas nécessaire d'avoir un signal-prix très élevé et généralisé à l'ensemble de l'économie pour inciter au développement des technologies de demain dès lors qu'on met en place des processus spécifiques de monitoring des efforts de R & D du type de celui instauré aux États-Unis.



COMPLÉMENT 16

SYSTÈMES ÉNERGÉTIQUES ET ZÉRO ÉMISSIONS NETTES : UNE SYNTHÈSE DE « NET-ZERO EMISSIONS ENERGY SYSTEMS »¹

Julien Bueb²

L'objectif de zéro émissions nettes nécessite de mobiliser l'intégralité des secteurs d'activité. Une trentaine de chercheurs versés dans les sciences techniques ont produit une analyse détaillée des technologies disponibles ou en développement par secteurs en vue d'une décarbonation des économies.

Les services énergétiques tels les secteurs des transports légers, de la production de chaleur ou de refroidissement et de l'éclairage peuvent être coûteux mais relativement simples à décarboner. La combinaison de plusieurs technologies connues ou en devenir – énergies renouvelables, ajustements de la demande d'électricité et énergies non renouvelables (nucléaire ou énergies fossiles avec CSC³) – devrait en permettre l'électrification et donc en éliminer les émissions de GES. Des augmentations substantielles de coût de l'énergie pourraient constituer l'entrave principale à la décarbonation de ces secteurs.

À l'inverse, des secteurs, liés à la civilisation moderne, induisent des émissions qu'il sera plus difficile d'éliminer complètement. Il s'agit du transport longue distance (routier,

¹ Davis S. J., Lewis N. S., Shaner M., Aggarwal S., Arent D., Azevedo I. L., Benson S. M., Bradley T., Brouwer J., Chiang Y.-M., Clack C. T. M., Cohen A., Doig S., Edmonds J., Fennell P., Field C. B., Hannegan B., Hodge B.-M., Hoffert M. I., Ingersoll E., Jaramillo P., Lackner K. S., Mach K. J., Mastrandrea M., Ogden J., Peterson P. F., Sanchez D. L., Sperling D., Stagner J., Trancik J. E., Yang C.-J. et Caldeira K. (2018), « [Net-zero emissions energy systems](#) », *Science*, vol. 360, Issue 6396, eaas9793.

² Département Développement durable et numérique, France Stratégie.

³ CSC : captage et stockage du carbone.

aviation, maritime), de la production de matériaux intensifs en énergie et nécessaires pour les infrastructures (acier, ciment) ainsi que de l'offre de service électrique devant s'adapter aux variations de la demande. Ces secteurs représentaient 9,2 GtCO₂ en 2014, soit environ 27 % des émissions mondiales de CO₂. Ils sont appelés à se développer du fait de la croissance économique, principalement de celle des pays en développement, et de la croissance démographique. Afin de concilier l'objectif zéro émission nette et la tendance haussière de l'activité des secteurs identifiés, les auteurs de l'étude présentent les opportunités technologiques, les écueils à leur développement et les domaines de recherche.

1. Aviation, transport longue distance sur route, transport maritime

Si les véhicules légers peuvent être aisément électrifiés, voire fonctionner à l'hydrogène, les contraintes liées aux volumes transportés et à la densité gravimétrique compliquent la décarbonation des secteurs aviation, transport longue distance sur route et transport maritime. Par exemple, à ce jour, les poids lourds électriques ne peuvent transporter que 60 % de la marchandise de son équivalent alimenté en carburants fossiles. Pour pallier à ces difficultés, plusieurs pistes sont envisagées :

- Le développement de l'hydrogène comme carburant d'une pile à combustible est prometteur mais encore loin du stade industriel. Il a également un coût initial élevé (électrolyseurs, pompe à chaleur (PAC), etc.).
- Le développement de l'ammoniac (à partir également d'hydrogène électrolytique) comme carburant, mais sa faible densité ne permet pas d'envisager de longues distances.
- Les biocarburants : leur partie prenante au cycle du carbone rend complexes leur usage et surtout le passage à une échelle de production de masse. De plus, ils entrent en concurrence avec d'autres ressources pour l'usage de l'eau, des sols, d'engrais, etc.
- Les hydrocarbures synthétiques : réaction entre le monoxyde de carbone et l'hydrogène par le procédé de Fischer-Tropsch, ces hydrocarbures sont une piste intéressante car maîtrisée. Les coûts de l'électrolyse et de la capture de carbone pour fabriquer le monoxyde de carbone restent à ce jour l'entrave principale au développement de cette filière.
- Les carburants solaires, créés à partir d'énergie solaire directe, d'eau comme source d'hydrogène, de CO₂ et d'un catalyseur. Le procédé n'a pas encore dépassé le stade de la preuve en laboratoire.

2. Les matériaux de structure

Le développement économique et l'industrialisation sont historiquement liés à la construction d'infrastructures. Décarboner ce secteur nécessite donc des changements majeurs dans les procédés manufacturés en utilisant des matériaux alternatifs ou en mobilisant la technologie CSC :

- L'acier : la fabrication de l'acier nécessite de hautes températures. Il s'agit donc ici d'améliorer l'efficacité énergétique des processus de fabrication et de diminuer les besoins en acier. Les alternatives partielles pour la production de chaleur sont la technologie actuelle du four à arc à partir d'électricité décarbonée, l'usage de la biomasse et de l'hydrogène.
- Le ciment : peu d'alternatives existent même si elles sont complémentaires ; soit le système de production du ciment connaît des modifications profondes, soit des substituts à ce matériau sont utilisés ou découverts.

3. Haute fiabilité du système électrique

À ce jour, environ 12 % des émissions mondiales de GES sont dues aux émissions des centrales d'appoint des réseaux électriques. Ces centrales permettent d'éviter des ruptures de charge du réseau électrique. Le principal défi d'un système électrique à haut rendement de services et neutre en carbone est d'être flexible, évolutif (ce que permettent les centrales gaz aujourd'hui, mais avec des émissions de GES).

- Production flexible : il est nécessaire de mettre en place et donc de rémunérer des actifs qui fonctionneraient moins de 20 % du temps. Équiper les centrales gaz de CSC permettrait de répondre au défi de la fluctuation de la demande d'électricité. Le coût fixe du CSC pour un si faible usage annuel reste néanmoins à ce jour très élevé. L'option nucléaire pourrait être une option de flexibilité si, comme dans le cas des centrales fossiles équipées de CSC, une amélioration de l'efficacité (utilisation de la vapeur, amélioration du débit réfrigérant, etc.) et une baisse significative des coûts⁴ s'opéraient quelle que soit la génération des réacteurs.
- Le stockage de l'électricité peut être réalisé par énergie gravitaire, énergie électrochimique, énergie cinétique ou énergie thermique.
 - Le stockage d'énergie gravitaire par pompage d'eau et restitution en hydroélectricité représente 95 % du stockage actuel de l'électricité dans le

⁴ À ce jour, étant donné les coûts de la filière, ce facteur de production est utilisé à plus de 90 % (au niveau mondial).

monde⁵). Les contraintes sont la disponibilité de l'eau, de réservoirs adaptés, d'une opposition sociale et environnementale. De plus, l'usage de ces stations peut être lié à des considérations non énergétiques comme la protection contre les inondations, des usages agricoles ou de loisirs.

- Le stockage électro-chimique par batteries a l'attrait d'être dans une tendance baissière de coûts, mais reste cantonné à du stockage infra-journalier.
 - Le stockage électrochimique par hydrogène renvoie à la production par électrolyse d'hydrogène stockable. Celui-ci peut être ensuite soit directement brûlé dans une pile à combustible, voire dans une turbine, soit inséré en petite quantité dans un réseau de gaz, soit enfin recombinaison avec du carbone (à partir d'une source de CO₂) pour faire du carburant liquide (« power to liquid ») ou du méthane (« power to gas ») utilisables dans leurs usages traditionnels (mobilité ou chauffage). Ces procédés, aujourd'hui chers, pourraient l'être un peu moins demain grâce à l'industrialisation du secteur.
 - Le stockage thermique passe par le vecteur « air comprimé » (travail de compression fourni par l'électricité). Le stockage de l'air est réalisable dans des formations géologiques, des réservoirs subaquatiques ou de surface. L'efficacité des techniques connues à ce jour sont inférieures à 50 % de l'énergie utilisée. D'autres, à développer, présenteraient des rendements à plus de 75 %. Les durées de stockage sont de l'ordre de deux ou trois jours au maximum. Les perspectives de baisses de coûts sont faibles.
 - Le stockage d'énergie cinétique utilise les volants d'inertie. La technologie est relativement mature mais reste cantonnée au stockage sur quelques secondes ou minutes, utile pour le maintien de fréquence du réseau d'électricité.
- Gérer la demande : les auteurs soulignent l'importance d'agir sur la demande d'électricité afin de mieux la corrélérer aux variations de l'offre. En effet, lors de pics de demande, les centrales les plus flexibles, soit celles à charbon ou au gaz, sont sollicitées. Diminuer la demande et la lisser sur un pas de temps journalier et saisonnier est nécessaire pour atteindre la neutralité carbone

⁵ En oubliant ici l'hydroélectricité des barrages de lacs, qui représente aussi une forme de stockage (à partir d'apports naturels), dans des volumes autrement plus importants.

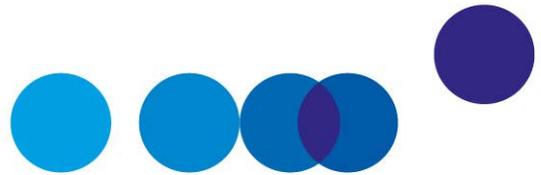
4. La gestion du carbone

Distinct du CSC, la gestion du carbone de l'atmosphère sera vraisemblablement une activité importante pour que les émissions nettes soient nulles. L'afforestation ou la reforestation comme les technologies de captage de GES dans l'atmosphère permettront de générer des émissions négatives. La capture du carbone dans l'air ambiant pourrait permettre de le synthétiser en carburant (recombiné avec de l'hydrogène : voir plus haut) ou être séquestré. La capture du carbone issu de la combustion de la biomasse pourrait être soit séquestré, soit recyclé pour produire davantage de carburants. Toutefois, les contraintes d'usages des sols, de l'eau ou de gestion des ressources alimentaires limitent le potentiel des puits anthropiques. Les défis principaux pour la capture dans l'atmosphère relèvent des coûts pour produire les capteurs et les structures appropriées. Il existe de plus une incertitude sur la fiabilité de long terme de la séquestration et des risques de rejet.

* * *

La combinaison des technologies connues pourrait conduire à éliminer les émissions de la plupart des services et des processus énergétiques. Des augmentations substantielles de coûts sont néanmoins les barrières actuelles à la réduction des émissions dans chaque secteur. Dans quelques cas, l'innovation et son déploiement peuvent être espérés pour réduire les coûts et créer de nouvelles opportunités. Les changements les plus rapides dépendent de la coordination des opérations entre les secteurs énergétiques et industriels, laquelle pourrait permettre d'accroître la rentabilité des investissements. Pour que cette coordination soit facilitée, il est important que les pouvoirs publics s'impliquent. Les auteurs préconisent d'agir sur deux filières : la recherche dans des technologies et des processus difficiles à décarboner et la recherche dans l'intégration de ces systèmes afin de fournir des produits et des services fiables, efficaces et peu coûteux. Les auteurs insistent également sur le besoin de ne pas seulement agir sur l'offre. Ils préconisent ainsi de réduire la demande énergétique par « modération »⁶ et par une efficacité accrue dans l'usage des matériaux et de l'énergie.

⁶ Cette « modération » renvoie à la notion utilisée en France de sobriété.



COMPLÉMENT 17

LE RÔLE DES ÉMISSIONS AGRICOLES DE GAZ À EFFET DE SERRE DANS L'ATTEINTE DE L'OBJECTIF FRANÇAIS DE NEUTRALITÉ CARBONE

Stéphane De Cara, Laure Bamière et Pierre-Alain Jayet¹

Introduction

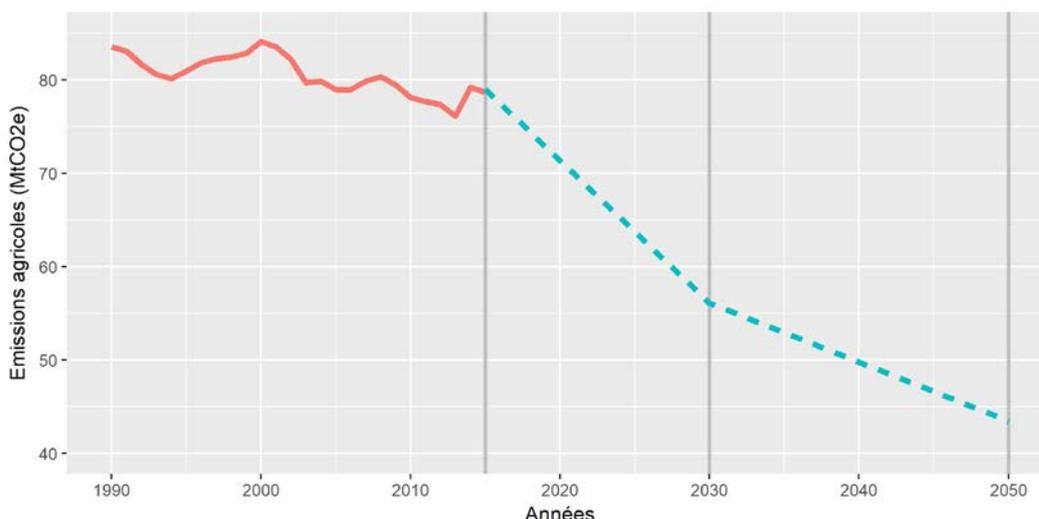
Atteindre la neutralité carbone à l'horizon 2050 nécessitera des transformations profondes dans tous les secteurs de l'économie. Ces transformations concernent au premier chef les secteurs aujourd'hui très consommateurs d'énergie fossile (transports, résidentiel, production électrique, etc.).

Néanmoins, le nécessaire effort de réduction des émissions fossiles ne doit pas occulter le rôle des autres secteurs de l'économie, et en particulier celui du secteur des terres (agriculture, forêt et usages des sols). Les inventaires du Citepa (2017) indiquent que les activités agricoles contribuent à hauteur d'environ 20 % aux émissions brutes de gaz à effet de serre françaises. Une des spécificités de ces émissions est qu'elles sont composées de gaz autres que le CO₂ (méthane, CH₄, et protoxyde d'azote, N₂O). Par ailleurs, les usages des sols (forestiers, agricoles, urbains) et les changements dans ces usages (déforestation, afforestation, retournement de prairies, artificialisation, etc.) jouent un rôle important dans l'évolution des stocks de carbone contenus dans les sols et la biomasse aérienne. Le puits net français lié aux usages des sols, à leurs changements et à la forêt (UTCF) est estimé à environ 36 MtCO₂e en 2015 (Citepa, 2017).

¹ Économie Publique, INRA, AgroParisTech, université Paris-Saclay, F-78850 Thiverval-Grignon.

Ce texte se concentre sur les potentiels et les coûts d'atténuation dans le secteur agricole français. La trajectoire des émissions agricoles (hors usages des sols et utilisation d'énergie fossile) retenue par la commission Quinet à la lumière des derniers travaux sur la Stratégie nationale bas carbone (SNBC) implique une réduction d'environ 45 % en 2050 par rapport à leur niveau de 2015, avec des émissions agricoles passant ainsi d'environ 79 à 43,5 MtCO₂e (voir Figure 1). Dans le même temps, le puits net UTCF d'une capacité actuelle de 36 MtCO₂e, s'accroîtrait pour atteindre 75 à 95 MtCO₂e selon les hypothèses retenues. En 2050, les émissions agricoles représenteraient entre 45 % et 60 % des émissions brutes françaises (hors puits UTCF).

Figure 1 – Évolution des émissions agricoles (hors usages des sols et hors utilisation d'énergie fossile) depuis 1990 et trajectoire à l'horizon 2050



Note : les émissions agricoles historiques (1990-2015) sont issues de l'inventaire français (CITEPA, 2017). La trajectoire 2015-2050 est celle retenue par la commission Quinet sur la base des travaux préparatoires à la SNBC (mai 2018).

Ces quelques éléments illustrent en creux l'importance de l'effort qui devra être fourni par les autres secteurs de l'économie pour atteindre la neutralité carbone. La question devient alors : le secteur agricole est-il en mesure de « soulager » les autres secteurs de l'économie en offrant des réductions d'émissions supplémentaires à des coûts compétitifs ?

Afin d'apporter un éclairage quantitatif à cette question, ce texte mobilise les évaluations disponibles des coûts et des potentiels d'atténuation dans le secteur agricole français et les met en regard avec la trajectoire de réduction assignée à ce secteur présentée à la Figure 1. Ce texte vise également à fournir quelques éléments de cadrage sur les méthodes utilisées pour évaluer les coûts et les potentiels d'atténuation et à discuter les

défis à relever pour aller vers des évaluations qui intègrent émissions agricoles et émissions fossiles de manière plus systématique.

1. Évaluation des potentiels et coûts d'atténuation dans le secteur agricole : quelques éléments de cadrage méthodologique

La théorie standard de l'économie de l'environnement nous enseigne que le niveau socialement optimal d'atténuation résulte de la confrontation du coût marginal d'atténuation et du bénéfice marginal tiré de la réduction des émissions. Même dans une optique coût-efficacité se contentant d'une cible d'émissions à atteindre au meilleur coût (et donc ne nécessitant pas une évaluation explicite des bénéfices environnementaux), le coût marginal d'atténuation reste une information essentielle qui détermine la répartition efficace de l'effort d'atténuation entre les agents ou les secteurs. Or, les coûts marginaux d'atténuation ne sont en général pas directement observables². Évaluer ces coûts requiert donc de recourir à des modèles.

À cette fin, plusieurs stratégies ont été développées dans la littérature. Vermont et De Cara (2010) établissent une typologie de ces stratégies en trois grandes catégories :

- les approches qualifiées d'« ingénieur » qui visent à évaluer les potentiels et les coûts d'atténuation associés à un ensemble d'options techniques d'atténuation et à les classer par coût d'atténuation croissant ;
- les modèles d'offre qui décrivent le comportement microéconomique des agriculteurs (en termes d'allocation des surfaces entre les différentes cultures, d'alimentation et de conduite du troupeau, etc.) en tenant compte des conséquences de leurs décisions en termes d'émissions. Dans ces modèles, le coût marginal d'atténuation s'interprète comme un coût d'opportunité ;
- les modèles d'équilibre (général ou partiel) qui représentent le secteur à un niveau souvent plus agrégé mais qui tiennent compte des conséquences des modifications induites par la réduction des émissions sur les marchés, les prix et les échanges.

La méta-analyse menée par Vermont et De Cara (2010) montre que le choix de l'une ou l'autre de ces approches a des conséquences importantes et significatives sur l'évaluation du potentiel d'atténuation qui peut être atteint à une valeur donnée des émissions.

² C'est notamment vrai lorsqu'aucune disposition n'est en place pour inciter les agents à réduire leurs émissions comme c'est le cas dans le secteur agricole.

Au-delà des différences d'ordre méthodologique (résolution, couverture spatiale, hypothèses sous-tendant le scénario de référence, prise en compte des aspects dynamiques, etc.), une différence fondamentale tient aux leviers d'atténuation dont chacune de ces approches peut rendre compte.

Frank *et al.* (2018) proposent une décomposition de l'atténuation en trois leviers : techniques, structurels et liés à la demande. Les approches de type « ingénieur » sont les mieux adaptées pour capturer les leviers techniques d'atténuation, i.e. ceux liés à l'adoption de mesures qui ne sont pas nécessairement déployées en l'absence d'incitations à réduire les émissions. En revanche, elles ne rendent pas compte des changements structurels ou liés à la demande. Les modèles microéconomiques d'offre permettent de capturer les changements structurels au niveau de l'exploitation (changements dans l'allocation des surfaces entre les cultures, taille du cheptel, alimentation des animaux) tout en tenant compte des contraintes technico-économiques qui s'appliquent à cette échelle. Enfin, les modèles d'équilibre capturent les impacts sur les prix et les marchés et donc les modifications induites sur la demande. Ils sont également capables de rendre compte des potentiels effets de déplacement des émissions (fuite ou *leakage*) qui peuvent survenir si la politique d'atténuation n'est que partiellement mise en œuvre (par exemple dans un seul pays). Le contenu technique de ces modèles est en général moins riche que dans les deux premières approches.

Le message essentiel porté par les résultats de Frank *et al.* (2018) est qu'aucun de ces leviers pris individuellement ne permet d'atteindre l'objectif de deux degrés (soit une atténuation des émissions agricoles mondiales d'environ 1 et 2,5 GtCO₂e en 2030 et 2050, Wollenberg *et al.*, 2016).

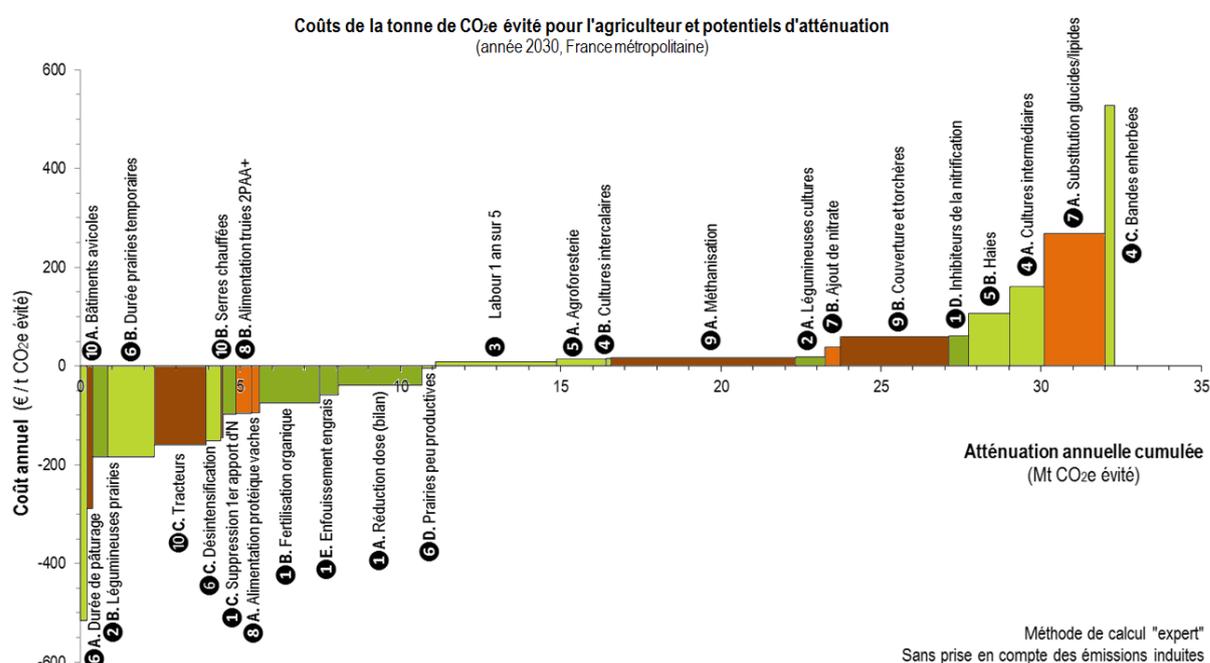
2. Évaluation des potentiels et des coûts dans le secteur agricole français par une approche de type « ingénieur »

Nous nous appuyons tout d'abord sur une étude menée par l'INRA (Pellerin, Bamière *et al.*, 2013 ; Pellerin *et al.*, 2017). Celle-ci s'inscrit dans la démarche de type « ingénieur » décrite plus haut. Dans cette étude, 10 actions, déclinées en 26 options d'atténuation, ont été analysées. Le choix de cette liste a fait l'objet d'un examen approfondi par le groupe d'experts de l'étude qui a retenu les actions à la fois suffisamment documentées dans la littérature et susceptibles d'offrir des potentiels d'atténuation conséquents sans remettre en cause significativement le potentiel productif français ni engendrer des effets indésirables pour d'autres considérations environnementales ou sociétales.

Chaque option a ensuite été évaluée sur quatre dimensions : (i) l'assiette (surface, cheptel animal, etc.) sur laquelle l'option peut être déployée ; (ii) la dynamique d'adoption

des options considérées entre aujourd'hui et 2030 ; (iii) le potentiel d'atténuation unitaire (par unité d'assiette) ; et enfin (iv) le coût unitaire d'adoption associé. Les actions sont ensuite classées par coût d'atténuation croissant (€/tCO₂e, axe vertical sur la Figure 2), et cette valeur est mise en regard avec le potentiel d'atténuation cumulé (MtCO₂e, axe horizontal sur la Figure 2).

Figure 2 – Potentiel d'atténuation (en abscisse) et coût d'atténuation (en ordonnée) des 26 options d'atténuation analysées par Pellerin, Bamière *et al.* (2013)



Les résultats synthétisés dans la Figure 2 indiquent un potentiel total d'environ 32 MtCO₂e en 2030, dont environ un tiers correspond à des actions à « coût négatif » (pour lesquelles l'atténuation est concomitante avec une augmentation du revenu et/ou une baisse des coûts).

L'interprétation de ces résultats appelle des précautions importantes. Tout d'abord, l'évaluation du potentiel total n'est pas directement comparable aux émissions présentées à la Figure 1. En effet, le périmètre retenu par Pellerin, Bamière *et al.* (2013) inclut les effets des actions sur les stocks de carbone dans les sols agricoles (haies, labour réduit, agroforesterie, gestion des prairies, etc.) et sur la consommation d'énergie fossile dans le secteur agricole. Ces sources et puits ne sont pas intégrés dans les émissions agricoles représentées dans la Figure 1. Par ailleurs, les inventaires d'émissions dans leur forme actuelle ne sont pas en mesure de rendre compte de l'effet de certaines actions d'atténuation (par exemple ajout d'additifs dans la ration). Si l'on se restreint aux émissions strictement agricoles (hors puits UTCF et émissions liées à la

consommation d'énergie fossile) qui entrent effectivement dans le périmètre de comptabilisation des inventaires actuels, le potentiel d'atténuation total serait divisé par environ trois pour s'établir à environ 10 MtCO_{2e} (Pellerin, Bamière *et al.*, 2013, p. 82).

En outre, les résultats présentés à la Figure 2 ont été obtenus sous un certain nombre d'hypothèses qu'il convient d'explicitier. Celles sous-tendant la situation de référence – correspondant à la situation de l'agriculture française en 2010 – sont notamment importantes. Les conditions économiques (prix des produits et des intrants notamment) qui prévalaient à cette date sont supposées constantes sur l'horizon considéré (2030). De plus, un parti pris important de l'étude était de ne pas considérer les actions susceptibles d'altérer significativement le potentiel productif agricole. La surface agricole totale, sa répartition entre grandes activités (cultures, prairies), la taille du cheptel et les rendements sont ainsi considérés comme fixes (ou variant dans des proportions limitées).

Deux autres hypothèses sont importantes pour l'interprétation des résultats. La première, inhérente à la méthode retenue qui consiste à évaluer indépendamment chaque action d'atténuation, est que la concurrence potentielle entre les actions est ignorée. La deuxième est que le raisonnement est mené à une résolution nationale (France métropolitaine), et donc peut masquer la variabilité des coûts et des potentiels d'atténuation à un niveau plus fin. Les implications de ces deux hypothèses ont été explorées dans le projet BANCO (Bamière *et al.*, 2017).

Les travaux préparatoires de la SNBC qui ont conduit à la trajectoire présentée dans la Figure 1 ont considéré que l'ensemble des actions analysées par Pellerin, Bamière *et al.* (2013) seront complètement déployées à l'horizon 2030. Les marges de manœuvre disponibles pour aller au-delà de cette trajectoire sont donc à chercher ailleurs.

3. Évaluation des potentiels et des coûts dans le secteur agricole français par un modèle microéconomique d'offre agricole

Nous nous tournons vers les évaluations des coûts d'atténuation issues d'un modèle microéconomique de l'offre agricole européenne (AROPAj). Ce modèle a été utilisé pour des évaluations des liens entre agriculture et effet de serre au niveau français (De Cara et Jayet, 2000 ; De Cara et Thomas, 2008 ; Forslund *et al.*, 2009) et européen (De Cara *et al.*, 2005 ; De Cara et Jayet, 2011 ; De Cara *et al.*, 2018).

3.1. Présentation succincte du modèle

Le modèle AROPAj est un modèle microéconomique d'offre qui fonctionne sur une base annuelle et qui décrit le comportement économique d'un ensemble d'exploitations représentatives en matière d'allocation des sols et de gestion des activités d'élevage.

La principale source de données est le RICA européen³, qui fournit des informations comptables, économiques et structurelles sur environ 80 000 exploitations professionnelles enquêtées en Europe (un peu moins de 8 000 en France). Une classification des données du RICA permet de construire des exploitations représentatives (entre 159 et 170 exploitations représentatives pour la France selon l'année de calibrage) comme des regroupements d'exploitations similaires en termes de localisation (région, altitude), de taille et d'orientation technico-économique. Cette typologie couvre à la fois des exploitations spécialisées dans des activités animales et végétales (à l'exclusion des exploitations spécialisées dans l'horticulture, le maraîchage ou la viticulture) et des exploitations mixtes polyculture-élevage.

À chaque exploitation représentative est associé un modèle microéconomique de maximisation de la marge brute sous contraintes agronomiques (rotations des cultures, satisfaction des besoins nutritionnels des animaux, équilibre démographique du troupeau, etc.), politiques (par exemple seuils associés à l'éligibilité à certaines aides de la PAC), de disponibilité des ressources (terre, taille des bâtiments d'élevage, etc.). Les principales variables de choix pour chaque exploitation représentative sont (i) la surface allouée à chaque culture (parmi 24 cultures annuelles, ainsi que prairie temporaire ou permanente), (ii) la taille du cheptel dans chaque catégorie animale (troupeau bovin décomposé en laitier et viande et par classe d'âge et de sexe, ovins, caprins, porcins, volailles) et (iii) l'alimentation animale (par exemple le partage entre alimentation produite sur la ferme et alimentation achetée, entre fourrages et concentrés) étant donné les besoins en énergie et en protéines de chaque catégorie animale et les contraintes d'encombrement qui lui sont spécifiques. La plupart des paramètres d'entrée du modèle (prix des produits, charges variables par culture, rendements, etc.) sont estimés à partir des données du RICA et sont spécifiques à chaque exploitation représentative. Les paramètres pour lesquels les observations individuelles sont manquantes sont calibrés au niveau de chaque exploitation de sorte que le modèle reflète la situation observée telle que décrite par les données du RICA.

Le modèle couvre les principales sources d'émissions en méthane (CH₄) et en protoxyde d'azote (N₂O) directement imputables aux activités agricoles : émissions de N₂O dues à la gestion des sols agricoles et des effluents d'élevage, et émissions de CH₄ dues à la fermentation entérique, à la gestion des effluents d'élevage et à la riziculture. Il exclut les

³ Réseau d'information comptable agricole, voir <http://ec.europa.eu/agriculture/rica/>.

émissions de CO₂ liées à l'utilisation d'énergie fossile dans le secteur agricole ou à certains amendements (chaux, urée) et les émissions liées aux usages des sols et à leurs changements. Le périmètre des émissions couvertes par le modèle est donc comparable à celui utilisé dans la trajectoire d'émissions présentée à la Figure 1. Les émissions sont calculées à partir des facteurs d'émissions reportés par chaque pays dans les inventaires nationaux. Ces facteurs d'émissions sont reliés aux variables d'activité du modèle, de sorte que les émissions de chaque exploitation représentative sont endogènes. Les émissions de CH₄ et de N₂O sont converties en tCO₂e sur la base des PRG à 100 ans (25 pour le CH₄, 298 pour le N₂O).

On utilise ici les résultats d'un travail en cours au niveau européen (Isbaïou *et al.*, 2018), desquels sont extraites les simulations concernant les exploitations françaises. La version du modèle utilisée a la particularité d'être calibrée indépendamment sur six années de données RICA (de 2007 à 2012) afin de capturer l'influence des variations de contexte (notamment en termes prix des produits et des intrants qui ont connu de fortes variations durant cette période) sur les résultats.

Lorsqu'une valeur tutélaire est introduite, chaque exploitation ajuste le niveau de ses activités jusqu'à ce que son coût marginal d'atténuation soit égal à cette valeur. Les leviers d'atténuation tiennent à la réallocation des surfaces entre les différentes cultures au sein de chaque exploitation (et donc les quantités d'engrais azotés), à des modifications dans l'alimentation animale (qui affectent les émissions liées à la fermentation entérique et aux effluents d'élevage), et à la réduction de la taille et de la composition du cheptel. Pour tenir compte de l'inertie dans l'ajustement du nombre d'animaux, la variation des effectifs bovins est limitée à +/-15 % du capital initial dans les simulations.

En faisant varier la valeur de l'action pour le climat et en la mettant en regard de la réduction d'émission correspondante, on décrit ainsi point par point la courbe de coût marginal d'atténuation. Comme tous les agents font face à la même valeur, l'effort d'atténuation est, par construction, réparti de manière efficace.

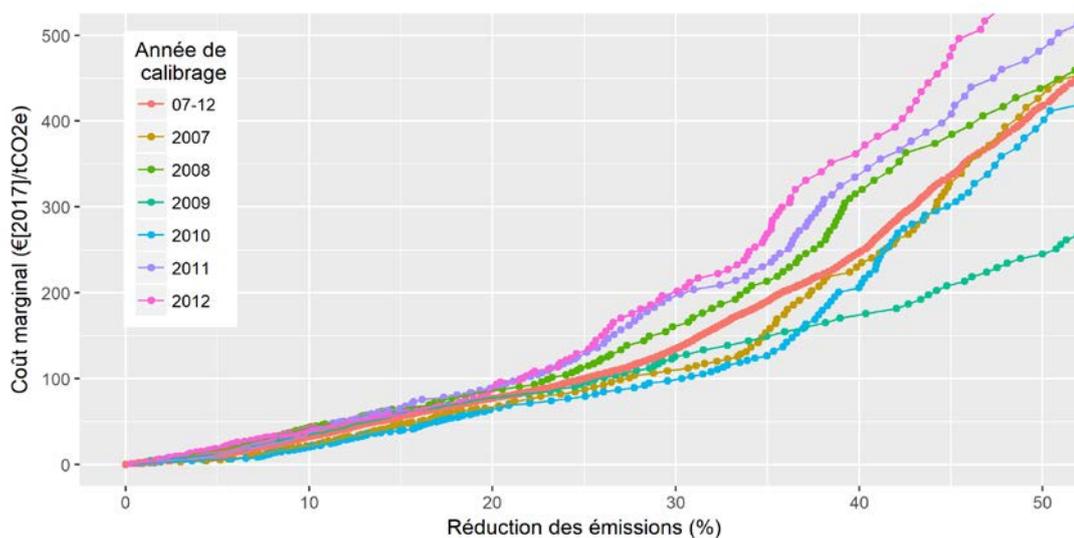
Par rapport à l'approche présentée succinctement dans la section 2 ci-dessus, le périmètre de comptabilisation est plus proche de celui retenu dans la trajectoire des émissions agricoles présentée à la Figure 1. Les leviers d'atténuation disponibles sont différents (et, dans une large mesure, complémentaires) des leviers techniques explorés dans Pellerin, Bamière *et al.* (2013). En outre, la structure du modèle rend compte de manière endogène de la concurrence entre les différents leviers d'atténuation à la résolution de chaque exploitation type. En revanche, comme dans Pellerin, Bamière *et al.* (2013), la référence est statique et correspond à la situation sans valeur de l'action pour le climat pour l'année de calibrage considérée et les prix sont supposés exogènes et constants. Les évaluations présentées ne tiennent donc pas compte des éventuelles rétroactions des prix (via les marchés) sur les coûts marginaux.

3.2. Courbes de coût marginal d'atténuation du secteur agricole français

Pour chaque année de calibrage, une valeur de l'action pour le climat de 0 à 10 000 €/tCO₂e (200 valeurs, par pas variable) est introduite. Afin de comparer des valeurs qui correspondent à différents systèmes de prix, tous les niveaux de valeur de l'action pour le climat sont exprimés en €₂₀₁₇/tCO₂e en utilisant le déflateur du PIB entre 2007 et 2017⁴. Les couples (taux de réduction, valeur de l'action pour le climat) ainsi obtenus pour chacune des six années de calibrage (ainsi que pour le cumul d'atténuation sur l'ensemble de la période) sont représentés sur la Figure 3.

On note l'influence importante de l'année de calibrage sur la valeur de l'action pour le climat nécessaire pour atteindre un même taux de réduction des émissions. Ces différences peuvent être expliquées en partie par les fluctuations importantes des prix des produits et des intrants durant la période 2007-2012 qui affectent le coût d'opportunité de réduction des émissions au niveau de chaque exploitation. On retrouve ici l'influence des prix sur le niveau des émissions agricoles françaises mise en évidence économétriquement par Chakir *et al.* (2017). Les différences entre les niveaux et les pentes des courbes de coût marginal d'atténuation sont particulièrement notables pour des taux de réduction des émissions supérieurs à 30 %.

Figure 3 – Courbes de coût marginal d'atténuation pour le secteur agricole français



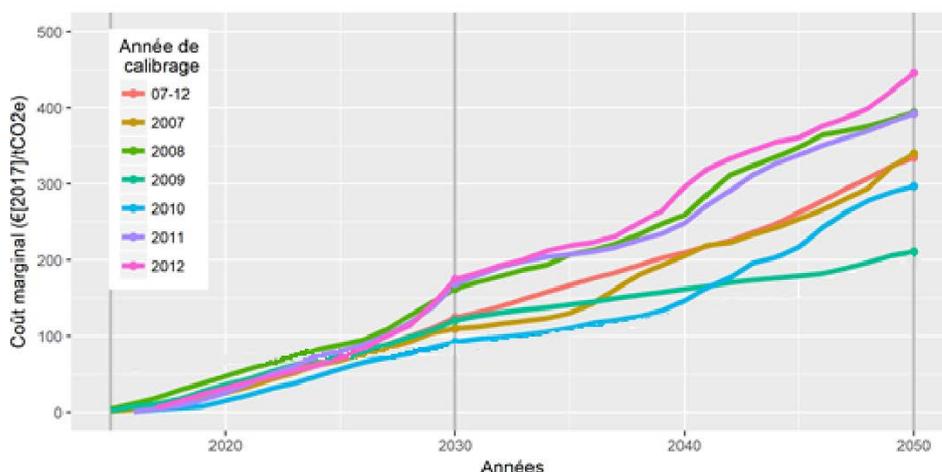
Note : chaque point correspond à une simulation pour un niveau de valeur de l'action pour le climat (en €₂₀₁₇/tCO₂e) et une année de calibrage. Le taux d'atténuation est calculé par rapport aux émissions de l'année de calibrage ou au cumul des émissions durant la période 2007-2012.

⁴ <https://www.insee.fr/fr/statistiques/serie/010546576#Telechargement>.

3.3. Des quantités aux prix

Pour traduire les implications de la trajectoire d'émissions présentée à la Figure 1 en termes de coût marginal d'atténuation, il est nécessaire de tenir compte de l'évolution des émissions entre chaque année de calibrage et l'année 2015. Les taux obtenus (présentés dans la Figure 1) sont ensuite projetés sur la courbe de coût marginal associée à chaque année de calibrage. On en déduit ainsi (par interpolation linéaire entre chaque point de simulation) le coût marginal correspondant pour chaque année entre 2015 et 2050. Les trajectoires de coût d'abattement qui en résultent sont représentées sur la Figure 4.

Figure 4 – Trajectoire du coût marginal d'atténuation des émissions agricoles impliquée par le respect de la trajectoire des émissions agricoles présentée à la Figure 1



Pour chaque année de calibrage, la trajectoire de coût marginal croît de manière relativement linéaire dans le temps. La rupture de pente autour de 2030 correspond au ralentissement de la baisse des émissions dans la trajectoire présentée à la Figure 1. Ce ralentissement compense en partie l'accroissement plus rapide des courbes de coûts marginal au-delà d'un taux d'atténuation de 30 % (voir Figure 3).

Les différences marquées de niveaux entre les courbes de coût marginal selon l'année de calibrage se traduisent par des trajectoires de prix contrastées. Le coût marginal d'atténuation s'établit ainsi dans un intervalle allant de 90 à 175 €₂₀₁₇/tCO_{2e} en 2030 et de 210 à 450 €₂₀₁₇/tCO_{2e} en 2050. Le coût marginal associé au cumul 2007-2012 (gommant ainsi les variations conjoncturelles) est de 124 €₂₀₁₇/tCO_{2e} en 2030 et de 335 €₂₀₁₇/tCO_{2e} en 2050 (voir Tableau 1). On note également que, à partir de 2030 et quelle que soit l'année de calibrage, les coûts marginaux obtenus sont plus élevés que les valeurs issues de la commission Stern-Stiglitz.

Tableau 1 – Coût marginal d'atténuation des émissions agricoles en 2030 et 2050

Année de calibrage	Émissions de l'année de calibrage (MtCO ₂ e)	2030 (cible 56,1 MtCO ₂ e, - 29 % / 2015)		2050 (cible 43,5 MtCO ₂ e, - 45 % / 2015)	
		Taux de réduction à atteindre (%)	Coût marginal (€ ₂₀₁₇ /tCO ₂ e)	Taux de réduction à atteindre (%)	Coût marginal (€ ₂₀₁₇ /tCO ₂ e)
2007	79,9	29,8	110	45,6	340
2008	80,3	30,2	162	45,9	394
2009	79,5	29,4	121	45,3	211
2010	78,1	28,2	92	44,4	297
2011	77,7	27,8	168	44,1	392
2012	77,4	27,5	175	43,8	447
2007-2012	78,8	28,8	124	44,9	335

3.4. Limites

Les résultats présentés ci-dessus sont fondés en grande partie sur l'exploitation des courbes de coût marginal d'atténuation obtenues avec un modèle microéconomique d'offre. Ils sont donc contingents aux hypothèses qui sous-tendent ce modèle.

Tout d'abord, comme pour tout modèle, les résultats sont fondés sur des estimations des paramètres d'entrée (techniques, économiques, politique agricole) calibrés sur des situations observées. Les variations d'émissions considérées à l'horizon 2050 sont bien plus importantes que celles observées dans la période récente (voir Figure 1). Les résultats sont donc à interpréter comme des projections sur la base des mécanismes connus et documentés, plutôt que comme des prévisions.

Par ailleurs, les simulations conduites ici supposent une certaine rigidité du système productif. Le nombre, l'orientation technico-économique des exploitations, leur répartition sur le territoire et la surface agricole dont ils disposent sont ainsi considérés comme fixes. De même, les leviers d'atténuation sont limités à la réallocation des surfaces (pas d'ajustement des doses d'azote par hectare), à des modifications de l'alimentation animale contraintes par les besoins des animaux et à la réduction des effectifs animaux (limitée à +/- 15 % de leur valeur de référence). Ces éléments sont de nature à surestimer le coût marginal auquel une réduction peut être atteinte ou, symétriquement, à sous-estimer l'atténuation qui peut être obtenue à un prix donné.

De plus, les simulations sont fondées sur une référence statique et donc négligent les développements futurs de la productivité (progrès technique sur les rendements végétaux et animaux, amélioration dans la sélection, effets du changement climatique, etc.). En outre, le modèle utilisé est centré sur une logique microéconomique où les agents sont preneurs de prix qui sont supposés exogènes. Les estimations n'intègrent donc pas les effets des variations induites de l'offre domestique sur l'offre agricole des autres pays, la demande (domestique et internationale), les échanges internationaux et *in fine* les prix d'équilibre. L'effet sur les coûts d'atténuation est ambigu, même si les résultats de Vermont et De Cara (2010) suggèrent que le coût marginal d'atténuation est en général plus faible lorsqu'il est estimé par des modèles d'équilibre qui prennent en compte ces effets. La démarche qui consiste à considérer plusieurs années de calibrage (et donc plusieurs des contextes de prix contrastés) permet (en partie) de quantifier la sensibilité des résultats à l'évolution des prix d'équilibre, mais elle ne résout pas l'ensemble des questions. En particulier, la démarche adoptée ici ne permet pas d'apprécier l'impact des variations de la demande alimentaire (que ce soit en réponse aux signaux des marchés ou à des évolutions structurelles dans les régimes alimentaires), ni de mesurer les éventuels effets de « fuite » (*leakage*) associés.

Enfin, le périmètre des émissions considérées joue un rôle important. On s'est concentré ici uniquement sur les émissions agricoles en négligeant les impacts potentiels sur les usages des sols (par exemple retournement de prairies) et les puits et sources de carbone qui peuvent y être associés.

Conclusion

L'effort de modélisation dans le cadre des travaux de la commission Quinet a principalement porté sur la valeur du carbone permettant de remplir les objectifs d'émissions dans les secteurs très consommateurs d'énergie fossile (fourniture d'électricité, transports, résidentiel) en considérant la trajectoire des émissions agricoles comme donnée. Les résultats présentés dans ce texte complètent ces travaux et montrent que le secteur agricole peut jouer un rôle pivot dans l'atteinte de l'objectif français de neutralité carbone. Trois enseignements principaux peuvent en être tirés :

Le coût marginal d'atténuation effectif pour un effort d'atténuation donné dépend fortement du contexte économique

Les simulations mettent en évidence une sensibilité forte des coûts marginaux d'atténuation au contexte économique qui prévaut dans l'année de référence. Cette sensibilité reflète des contextes économiques très contrastés entre 2007 et 2012, période caractérisée par une forte variabilité des prix des produits et des intrants. Cet aspect était masqué dans les analyses antérieures qui avaient privilégié une référence statique

basée sur une seule année de référence. La convexité des courbes de coût marginal implique que l'intervalle de variation des prix auquel l'objectif d'émissions est satisfait est plus large que l'intervalle d'émissions pour une valeur donnée du carbone.

La réallocation des activités au sein des exploitations agricoles peut fournir des potentiels d'atténuation significatifs

À lui seul, le potentiel d'atténuation permis par la réallocation des activités au sein des exploitations agricoles (réallocation des surfaces, modifications dans l'alimentation animale et/ou la taille du cheptel) permet d'atteindre les objectifs d'émissions assignés au secteur agricole à un coût marginal d'environ 124 €₂₀₁₇/tCO_{2e} en 2030 (de 92 à 175 €₂₀₁₇/tCO_{2e} selon l'année de calibrage) et de 335 €₂₀₁₇/tCO_{2e} en 2050 (de 211 à 447 €₂₀₁₇/tCO_{2e}).

Pour atteindre les objectifs d'émissions assignés au secteur agricole français, il faudra vraisemblablement mobiliser également le potentiel technique d'atténuation

Les travaux utilisés dans ce texte ont mis en évidence deux types de potentiels d'atténuation : (i) celui lié à la réallocation des activités au sein de chaque exploitation et (ii) celui lié à l'adoption de mesures techniques d'atténuation.

Ces deux types de potentiels devront être combinés pour atteindre efficacement les objectifs français d'atténuation.

Les résultats présentés dans ce texte suggèrent que, compte tenu de la valeur du carbone compatible avec les objectifs français dans les autres secteurs de l'économie, le secteur agricole serait en mesure d'aller au-delà des objectifs d'émissions qui lui ont été assignés. Les potentiels techniques et économiques d'atténuation dans ce secteur, s'ils sont mobilisés efficacement, pourraient ainsi peser à la baisse sur la trajectoire de la valeur du carbone pour l'ensemble de l'économie et permettre de contenir le coût total d'atteinte de l'objectif de neutralité carbone.

Pour quantifier les gains en efficacité que l'on peut attendre des réductions d'émissions dans le secteur agricole relativement, il faudrait recourir à des modélisations plus intégrées permettant de décrire la situation où les coûts marginaux d'atténuation sont égaux entre l'ensemble des secteurs émetteurs et des sources d'émissions.

Cette intégration peut se concevoir à plusieurs niveaux :

- Articulation des potentiels permis par la réallocation des activités au sein de chaque exploitation et ceux associés à l'adoption de nouvelles pratiques d'atténuation.

Intégrer de manière endogène les mesures techniques d'adaptation au sein du modèle microéconomique d'offre est possible mais nécessite des hypothèses pour tenir compte des différences méthodologiques entre les deux approches. Un travail dans ce sens est en cours dans le cadre d'une étude INRA sur les options de stockage de carbone dans les sols (« 4 pour mille »). Une telle articulation permettrait de qualifier l'additivité des deux types de potentiels examinés dans ce texte.

- Articulation de l'atténuation des émissions d'origine agricole et des sources/puits de carbone associés aux usages et à la gestion des sols.

Les réallocations de surfaces au sein des exploitations (et notamment les conversions de prairies en cultures ou vice-versa), ainsi que les conséquences des pratiques agricoles (labour, gestion des résidus, etc.) sur les stocks de carbone des sols n'ont pas été prises en compte dans le cadre des simulations présentées ici. Là encore, l'étude « 4 pour mille » en cours devrait fournir des éléments de réponse permettant de mieux intégrer ces aspects. Plus largement, les modifications des usages des sols (cultures, prairies, mais également forêts et urbanisation) sous l'effet des conditions de production (prix, mais également rendements sous l'effet du changement climatique) peuvent modifier sensiblement les émissions à la fois du secteur UTCF, mais aussi celles du secteur agricole. Leur prise en compte dans une approche plus intégrée requiert une représentation spatiale des usages des sols et de la dynamique des stocks de carbone. Des recherches sont en cours dans ce sens (Lungarska et Chakir, 2018).

- Articulation avec les potentiels et les coûts d'atténuation dans les autres secteurs de l'économie.

Dans une logique d'efficacité, il s'agit de faire émerger des trajectoires d'émissions qui permettent d'égaliser des coûts marginaux d'atténuation entre tous les secteurs de l'économie. Un couplage complet du modèle agricole et des modèles énergétiques n'a pas été possible dans le cadre des travaux de la Commission. Enfin, une difficulté supplémentaire dans ce dialogue tient à la cohérence entre l'utilisation de biomasse dans les modèles énergétiques et la disponibilité de l'offre de matières premières correspondantes.

Références

Bamière L., Camuel A., De Cara S., Delame N., Dequiedt B., Lapierre A. et Lévêque B. (2017), *Analyse des freins et des mesures de déploiement des actions d'atténuation à coût négatif dans le secteur agricole : couplage de modélisation économique et d'enquêtes de terrain*, Rapport final pour l'Ademe, octobre, 79 p.

Chakir R., De Cara S. et Vermont B. (2017), « Price-induced changes in greenhouse gas emissions from agriculture, forestry, and other land use: A spatial panel econometric analysis », *Revue économique*, 68(3), p. 471-490.

CITEPA (2017), *Inventaire des émissions de gaz à effet de serre en France au titre de la Convention cadre des Nations unies sur les changements climatiques*, CITEPA - ministère de l'Écologie et du Développement durable, Paris, France.

De Cara S., Henry L. et Jayet P.-A. (2018), « Optimal coverage of an emission tax in the presence of monitoring, reporting, and verification costs », *Journal of Environmental Economics and Management*, 89, p. 71-93.

De Cara S., Houzé M. et Jayet P.-A. (2005), « Methane and nitrous oxide emissions from agriculture in the EU: A spatial assessment of sources and abatement costs », *Environmental and Resource Economics*, 32(4), p. 551-583.

De Cara S. et Jayet P.-A. (2000), « Emissions of greenhouse gases from agriculture: The heterogeneity of abatement costs in France », *European Review of Agricultural Economics* 27(3), p. 281-303.

De Cara S. et Jayet P.-A. (2011), « Marginal abatement costs of greenhouse gas emissions from European agriculture, cost-effectiveness, and the EU non-ETS Burden Sharing Agreement », *Ecological Economics*, 70(9), p. 1680-1690.

De Cara S. et Thomas A. (2008), *Projections d'émissions/absorptions de gaz à effet de serre dans les secteurs forêt et agriculture aux horizons 2010 et 2020*, Rapport final, ministère de l'Agriculture et de la Pêche, Grignon, France, 192 p.

Forslund A., Colin A., De Cara S., Leban J.-M., Martin M., Mathias E., Guyomard H. et Stengel P. (2009), *Projections d'émissions et d'absorptions de gaz à effet de serre du secteur Utilisation des terres, leurs changements et la forêt (UTCF) à l'horizon 2020 en France*, Rapport final, INRA-IFN-CITEPA, Paris, France, 142 p.

Frank S., Beach R., Havlik P., Valin H., Herrero M., Mosnier A., Hasegawa T., Creason J., Ragnauth S. et Obersteiner M. (2018), « Structural change as a key component for agricultural non-CO₂ mitigation efforts », *Nature Communications*, 9(1), 1060.

High-Level Commission on Carbon Prices (2017), *Report of the High Level Commission on Carbon Prices*, Technical report, World Bank, Washington, DC, USA.

Isbaïou A., De Cara S. et Jayet P.-A. (2018), « Abatement of agricultural greenhouse gas emissions in the European Union: A revised analysis of marginal abatement costs », Presentation at the 164th EAAE seminar, Chania, Greece.

Lungarska A. et Chakir R. (2018), « Climate induced land use change in France: Impacts of agricultural adaptation and climate change mitigation », *Ecological Economics*, 147, p. 134-154.

Pellerin S., Bamière L., Angers D., Béline F., Benoît M., Butault J.-P., Chenu C., Colnenne-David C., De Cara S., Delame N., Doreau M., Dupraz P., Faverdin P., Garcia-Launay F., Hassouna M., Hénault C., Jeuffroy M.-H., Klumpp K., Metay A., Moran D., Recous S., Samson E., Savini I. et Pardon L. (2013), *Quelle contribution de l'agriculture française à la réduction des émissions de gaz à effet de serre ? Potentiel d'atténuation et coût de dix actions techniques*, Rapport final, INRA, Direction de l'expertise, de la prospective et des études (DEPE), Paris, France, 94 p.

Pellerin S., Bamière L., Angers D., Béline F., Benoit M., Butault J.-P., Chenu C., Colnenne-David C., De Cara S., Delame N., Doreau M., Dupraz P., Faverdin P., Garcia-Launay F., Hassouna M., Hénault C., Jeuffroy M.-H., Klumpp K., Metay A., Moran D., Recous S., Samson E., Savini I., Pardon L. et Chemineau P. (2017), « Identifying cost-competitive greenhouse gas mitigation potential of French agriculture », *Environmental Science & Policy*, 77, p. 130-139.

Vermont B. et De Cara S. (2010), « How costly is mitigation of non-CO₂ greenhouse gas emissions from agriculture? A meta-analysis », *Ecological Economics* 69(7), p. 1373-1386.

Wollenberg E., Richards M., Smith P., Havlik P., Obersteiner M., Tubiello F. N., Herold M., Gerber P., Carter S. et Reisinger A. (2016), « Reducing emissions from agriculture to meet the 2 °C target », *Global Change Biology*, 22(12), p 3859-3864.



Directeur de la publication

Gilles de Margerie, commissaire général

Secrétaires de rédaction

Olivier de Broca, Sylvie Chasseloup

Contact presse

Jean-Michel Roullé, directeur du service Édition/Communication/Événements

01 42 75 61 37, jean-michel.roulle@strategie.gouv.fr

RETROUVEZ
LES DERNIÈRES ACTUALITÉS
DE FRANCE STRATÉGIE SUR :



www.strategie.gouv.fr



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



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



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



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

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



FRANCE STRATÉGIE



Premier ministre

France Stratégie

France Stratégie est un organisme d'études et de prospective, d'évaluation des politiques publiques et de propositions placé auprès du Premier ministre. Lieu de débat et de concertation, France Stratégie s'attache à dialoguer avec les partenaires sociaux et la société civile pour enrichir ses analyses et affiner ses propositions. Elle donne à ses travaux une perspective européenne et internationale et prend en compte leur dimension territoriale.