

La neutralité carbone sans trop de contraintes ni de dépenses

Henri Prévot

@ 11616

Mots-clés : prospective, consommation, chauffage, nucléaire, coopération

Il serait possible d'atteindre la neutralité carbone avec beaucoup moins de contraintes et de dépenses que selon la SNBC (Stratégie nationale bas carbone) approuvée par la loi. Cet article montre comment : en considérant que les économies d'énergie sont, non un but, mais un moyen à employer dans la mesure où il est utile; en tenant compte des nouveaux besoins d'électricité et d'hydrogène; en remplaçant nombre pour nombre les réacteurs nucléaires existants par d'autres plus puissants; en compensant nos émissions résiduelles de CO₂ par des émissions évitées dans le cadre de coopérations avec des pays d'Afrique. Cette autre stratégie bas carbone est une contribution au débat.

La politique française de l'énergie veut lutter contre les émissions de gaz carbonique, mais ne recherche pas les solutions les moins coûteuses; de plus, elle ignore que le gaz carbonique ne reconnaît pas les frontières nationales.

Elle est guidée par la SNBC, Stratégie nationale bas carbone. Celle-ci, comme nous le dit dès les premières pages le document qui la présente, s'appuie sur le scénario « Vision 2050 » de l'ADEME et sur celui de l'association négaWatt. Ce document qualifie ces scénarios de « contrastés » alors que l'ADEME et négaWatt travaillent ensemble pour étudier comment rendre possible un système électrique sans énergie fossile ni nucléaire. Mais on lit aussi que le scénario de référence de la SNBC « n'est pas prescriptif, mais informatif. Il ne constitue pas un plan d'action de long terme », qu'il doit être revu tous les cinq ans; « d'autres trajectoires seraient également possibles afin d'atteindre cet objectif (de neutralité carbone) ».

Cet article présente un autre scénario de consommation et de production d'énergie et d'électricité conçu non pas pour diminuer la consommation d'électricité ou la consommation d'énergie, mais pour diminuer et supprimer les émissions de CO₂ en dépensant aussi peu que possible.

Comparé à la SNBC, c'est une contre-proposition face aux scénarios de production et de consommation d'électricité que prépare RTE sans vouloir s'écarter sensiblement de la SNBC.

Avec le scénario présenté dans cet article :

- Les dépenses annuelles d'économie, de consommation et de production d'énergie sont largement inférieures à celles de la SNBC.
- D'ici 2050, la consommation d'énergie n'est pas divisée par deux. Elle est réduite d'un tiers. Dans le bâtiment, il y aura des économies d'énergie, mais tous les logements existants ne seront pas rendus aussi bien isolés que des logements neufs comme le prévoit la SNBC car ce serait inutilement coûteux.

La consommation d'énergie de l'industrie et celle du numérique sont supérieures à ce que prévoit la SNBC.

- La disponibilité en biomasse n'est pas doublée comme dans la SNBC; elle augmente de 50 %.
- La consommation d'électricité pour la consommation finale et pour produire de l'hydrogène n'augmentera pas de 20 % comme dans la SNBC; elle doublera presque.
- Si les réacteurs nucléaires existants sont remplacés nombre pour nombre par d'autres plus puissants, il sera possible d'ici 2070 de répondre à cette demande d'électricité sans émission de CO₂ et sans augmenter la capacité des éoliennes à terre.
- Entre-temps, si l'on évite d'installer des éoliennes et du photovoltaïque qui deviendraient ensuite inutiles, les émissions de CO₂ causées par la production d'électricité seront compensées par des émissions évitées dans des pays d'Afrique dans le cadre de coopérations. Cela permettra d'employer de la façon la plus efficace les moyens financiers que nous consacrons à la lutte contre les émissions de CO₂.

Les moyens de simulation simplifiés et faciles d'usage ayant servi à l'élaboration de ce scénario sont publiés, car il ne peut y avoir de bons débats que si chaque participant dispose des moyens utilisés par les autres. Tout ce qui est écrit ici est donc réfutable.

Une feuille de calcul donne un tableau croisé de la consommation d'énergie par secteur d'utilisation et par type d'énergie. Il donne une vue d'ensemble et oblige à la cohérence. Pour simuler le système électrique, la feuille de calcul utilisée ici est plus complète que la version publiée mais donne des résultats peu différents.

1. La consommation d'énergie

Il semblerait que la SNBC se soit donné comme but de diminuer la consommation d'énergie sans tenir compte des dépenses. Notre scénario a comme but non pas de

diminuer la consommation d'énergie, mais d'annuler la consommation d'énergie fossile en dépensant aussi peu que possible. Le cas du chauffage des logements est particulièrement significatif de cette différence d'approche.

1.1. Le chauffage dans le bâtiment : habitat et secteur tertiaire

Pour réduire à zéro la consommation de fioul et de gaz fossile, il faudra bien sûr diminuer les pertes thermiques des bâtiments existants. La SNBC demande de les mettre au standard BBC (bâtiment basse consommation), c'est-à-dire en classe A ou B du DPE (diagnostic de performance énergétique). Personne ne conteste que cela coûterait fort cher. La question est donc de savoir jusqu'où pousser l'isolation.

Un récent document (avril 2021) de l'Observatoire BBC¹ rapporte les dépenses à la diminution des pertes thermiques. Ce coût de la perte thermique évitée est plus bas dans le cas où le logement avant travaux est très mal isolé. Ce n'est certes pas une surprise : sur un bâtiment très mal isolé, les premières dépenses d'isolation thermique sont très efficaces; elles peuvent même coûter moins que l'énergie ainsi économisée. Mais après ces premiers travaux, ce qu'il faudrait dépenser en plus pour diminuer encore les pertes thermiques, c'est-à-dire le coût marginal, augmente assez vite et peut devenir très élevé lorsque l'on s'approche de la classe B du DPE. Ce document ne donne pas la valeur des « coûts marginaux » mais s'en approche.

En effet, on lit page 33 de ce document : « l'investissement moyen pour économiser 1 kWh_{ep}/m².an² se situe autour de 2,4 € TTC/m² — information qui ne présente guère d'intérêt. La suite est beaucoup plus intéressante. « Par ailleurs, cet investissement est d'autant plus rentable que les logements sont énergivores. En effet, il varie de : 1,18 € TTC pour les logements classés G, à 2,2 € TTC pour les logements classés F, à 3,6 € TTC pour les logements classés E, à 5,4 € TTC pour les logements classés D ». Si une maison individuelle de 100 m² est classée en D, pour la mettre en B le montant

de l'investissement serait de 5 400 € pour économiser 1 MWh par an. Calculée avec un taux d'actualisation très bas (2,5 %) et une durée très longue (50 ans)³, l'annuité équivalente serait de 190 €. Si la maison est équipée d'une pompe à chaleur, cet investissement est trop coûteux, car il ne pourrait être équilibré par les économies d'énergie que si l'électricité coûtait 600 €/MWh.

Ce document ne répond donc pas directement à la question : est-il utile de mettre en classe B une maison individuelle qui est moins bien classée que D ? On a abordé la question avec une analyse qui explicite l'efficacité et le coût de chaque « geste » d'isolation (l'isolation des murs, le remplacement des fenêtres, etc.) dans le cas d'une maison individuelle ou d'un appartement⁴. Elle permet de comparer les dépenses d'investissement qui font passer un logement mal isolé en classe D ou en classe B. Pour une maison individuelle, la différence est de 400 €/m². Or les pertes thermiques en un an d'un bâtiment en classe D sont supérieures de 120 kWh/m² à celles d'un bâtiment en classe B. La décision de faire passer une maison individuelle mal isolée en classe B plutôt qu'en classe D amène donc à dépenser en investissement 3,3 € pour éviter un kWh par an de pertes thermiques ; c'est un résultat cohérent avec les constatations de l'Observatoire BBC. Au total, y compris les dépenses d'énergie, cette étude conclut que, pour minimiser les dépenses d'économie et de consommation d'énergie,

il suffit de mettre le logement mal isolé en classe D du DPE. Par ailleurs, si ce logement en classe D est équipé d'une pompe à chaleur simple ou hybride (avec, dans ce cas une chaudière au biofioul ou au biogaz), ses émissions de CO₂ seraient alors pratiquement nulles. Pourquoi faudrait-il pousser l'isolation plus avant ? D'ailleurs, au moment de voter la nouvelle loi sur l'énergie, les députés, conscients que l'isolation thermique ne peut être imposée par une réglementation sans être accompagnée d'aides publiques, ont eu la sagesse de refuser que soient interdits à la location les logements qui sont en classe D du DPE⁵. Supposons donc que tous les logements qui sont aujourd'hui en classe E, F ou G soient mis en classe D et que l'on ne touche pas aux autres.

L'ONRE (Observatoire national de la rénovation énergétique) a publié en septembre 2020 un document « Le parc de logement par classe de consommation énergétique »⁶. On y voit la répartition par étiquette du DPE selon la date de construction (p. 8). Par ailleurs, le CEREN (Centre d'études et de recherche économiques sur l'énergie) a relevé les surfaces de logements selon la date de construction, maisons individuelles d'une part, logements collectifs d'autre part. Il est donc possible d'évaluer la différence de pertes thermiques selon l'hypothèse « E, F, G en classe D » ou selon que tous les logements sont mis en classe B.

Encadré 1. Les pertes thermiques des bâtiments selon leur degré d'isolation

En utilisant ensemble l'étude de l'ONRE et celle du CEREN, avec mon hypothèse, seront en classe D (et non en classe B) les logements qui sont aujourd'hui en classe D, E, F ou G soit 85 % des logements construits avant 1975, 75 % des logements construits entre 1975 et 1998 et 55 % des logements construits après 1990. Ce serait en tout environ 2 milliards de mètres carrés. Mais une partie de ces logements sera démolie d'ici 2050. Retenons donc par hypothèse une surface de 1,6 milliards de mètres carrés. Seront en classe C (et non en classe B) 10 % des logements construits avant 1975, 30 % des logements construits entre 1975 et 1998 et 25 % des logements construits après 1998. Au total 0,5 milliard de mètres carrés.

La différence de pertes thermiques entre un logement en classe D et un logement en classe B est de 120 kWh/m²/an soit, pour 1,6 milliards de m², 192 TWh ; entre un logement en classe B et un logement en classe C, elle est de 50 kWh/m²/an soit, pour 0,5 milliard de m², 25 TWh, en tout 217 TWh/an.

On évalue cette différence de pertes thermiques à 217 TWh par an (voir encadré 1). Cette différence de pertes thermiques devra être compensée surtout grâce à l'électricité, car la biomasse, selon la SNBC, est pleinement sollicitée. Avec des pompes à chaleur, il faudrait donc pour le chauffage des logements 75 TWh d'électricité de plus que selon les hypothèses de la SNBC, qui sont reprises par RTE.

On suppose que la consommation de chauffage du secteur tertiaire reste égale au tiers de celle du logement.

Au total, pour supprimer les émissions de CO₂ au moindre coût, la consommation annuelle d'électricité pour le chauffage serait supérieure d'environ 100 TWh à ce que prévoient la SNBC et RTE. En réalité, la différence pourrait être inférieure pour deux raisons : d'une part, des propriétaires, ayant d'autres motivations que purement économiques, décideront de mieux isoler leur logement; d'autre part, la consommation réelle est souvent inférieure aux valeurs de consommation de référence selon le DPE. Au total, dans la suite, la consommation annuelle d'électricité pour le chauffage et l'eau chaude des secteurs résidentiel et tertiaire est supérieure de 90 TWh à l'hypothèse de la SNBC. C'est un écart considérable.

La consommation d'énergie pour le chauffage et l'eau chaude sanitaire est ici de 490 TWh : 122 TWh de biomasse et biométhane; 12 TWh de biofioul; 165 TWh d'électricité; 193 TWh de chaleur puisée dans l'environnement. Selon la SNBC, la consommation d'électricité serait de 73 TWh.

On lit dans un document récemment publié par l'ADEME et RTE⁷ : «L'étude montre que, du point de vue de la collectivité, cibler les "passoires énergétiques" et exiger des performances élevées lors de la rénovation constituent une méthode efficace pour maximiser l'efficacité des dépenses engagées et obtenir rapidement des résultats significatifs sur le front du climat». Certes, il vaut mieux commencer par les logements les moins bien isolés, mais «exiger des performances élevées» serait source de

dépenses excessives. De plus, cette étude traite non pas de l'année 2050, mais de 2035 et le rapport qui la présente signale lui-même la faiblesse des données, donne un coût moyen des travaux en restant très vague sur le fait que le coût marginal est très supérieur, calcule un coût du CO₂ évité en tenant compte des émissions évitées grâce aux exportations que l'isolation thermique de bâtiments en France permettra dans d'autres pays où l'électricité est produite à partir de charbon alors qu'en 2050 ces pays seront «neutres en carbone», se réfère à la «valeur tutélaire du carbone» calculée par un rapport du Plan comme pour justifier le coût de l'isolation alors que cette référence n'a aucun sens s'il est possible d'éviter toute émission du CO₂ pour un moindre coût. Une page de ce rapport est intitulée «périmètre de validité des résultats» (p. 18) : «L'étude explore la façon de respecter la trajectoire de la SNBC sur le secteur du bâtiment. Elle ne vise pas à démontrer que les scénarios étudiés constituent la seule solution de parvenir à la neutralité carbone». Les effets sur l'environnement autres que les émissions de CO₂ et sur la santé ne sont pas étudiés, ni l'impact sur la facture énergétique des ménages. C'est donc une invitation à compléter cette étude. Des logements moins bien isolés augmentent le besoin de capacité de production d'électricité en l'absence de vent et de soleil ce qui a un effet sur le coût de production. Le moyen de simulation utilisé ici permet de l'évaluer en prenant en compte les possibilités d'effacement et le service rendu par les batteries. Le coût marginal de l'électricité de chauffage est d'environ 100 €/MWh⁸. Pour diminuer la pointe de demande d'électricité de chauffage, il serait également possible de stocker dans le sol de la chaleur produite en été par de l'électricité avec des pompes à chaleur et distribuée en hiver par des réseaux de chaleur.

Les dépenses sur le bâti pour mettre en classe D tous les logements mal isolés seraient très inférieures à ce qui serait nécessaire selon la SNBC.

Pour 1,6 milliard de mètres carrés de maisons individuelles et 0,5 milliard de mètres carrés d'appartements, la différence est de

730 milliards environ⁹. Si l'on ajoute le secteur tertiaire, compté pour un tiers du logement, cela fait près de 1000 milliards de dépenses d'investissement. L'annuité équivalente à cet investissement de 1000 milliards, calculée comme dit plus haut, serait de 35 milliards d'euros. Il est possible que les dépenses d'isolation des bâtiments baissent. Admettons comme le fait l'étude ADEME-RTE que ce soit de 30 %.

L'annuité d'investissement serait alors de 25 milliards d'euros par an. Un tel investissement permettrait d'économiser 90 TWh d'électricité pour le chauffage. Le coût de cette électricité consommée lorsque la demande est généralement plus forte que la moyenne est supérieur au coût moyen. Le moyen de simulation utilisé ici conduit à l'évaluer à moins de 120 €/MWh, soit 11 milliards pour 90 TWh.

La décision de mettre tous les bâtiments en classe B du DPE obligerait donc à dépenser plus que ce qui serait suffisant pour supprimer les émissions de CO₂ du chauffage. La différence de dépense est le «coût de cette décision». Il est d'environ 14 milliards d'euros par an. Il ne peut pas se justifier par la volonté de réduire les émissions de CO₂.

1.2. Usages de l'électricité dans le bâtiment, autres que pour produire de la chaleur

Hors le chauffage et l'eau chaude sanitaire, selon RTE, le progrès technique diminuera la consommation d'électricité pour les usages habituels tels que l'électroménager et la lumière. La climatisation ne consommera pas plus qu'aujourd'hui. La consommation pour la cuisson et pour le numérique augmenterait, mais, globalement, la consommation pour l'ensemble des utilisations autres que le chauffage et l'eau chaude sanitaire n'augmenterait pas. La SNBC suppose que cette consommation augmentera de 20 TWh.

La lecture d'études faites par ailleurs, notamment celles du Shift project et du Conseil général de l'économie¹⁰, suggère qu'il pourrait manquer à la prévision de RTE 20 TWh pour

le secteur numérique. On retient ici 186 TWh, une valeur proche de l'hypothèse de la SNBC.

1.3. Le transport

Pour ce qui est du transport, la SNBC prévoit une augmentation du transport de marchandises, mais suppose que les distances parcourues par les véhicules individuels diminueront alors que la population aura augmenté de 10 à 12 %. On suppose ici que les distances parcourues hors rail augmentent de 9 %. La consommation d'énergie diminuera beaucoup du fait du progrès technique et, surtout, du fait que l'efficacité thermique des moteurs électriques est trois fois supérieure à celle des moteurs thermiques. Les véhicules hybrides rechargeables donnent une bonne autonomie sans immobiliser des quantités considérables de batteries qui seraient très peu utilisées. Ils consommeront du biocarburant. La production de biocarburant consommera de l'électricité pour apporter de l'hydrogène de façon à tirer le meilleur parti de la biomasse, dont les quantités disponibles sont limitées. Le transport lourd utilisera aussi du biométhane et de l'hydrogène.

On suppose ici que la proportion de carburant liquide remplacée par de l'électricité est de 75 %, que la consommation de biométhane est de 50 TWh et celle d'hydrogène de 15 TWh. La consommation de biocarburant est de 40 TWh. Il est produit avec 70 TWh de biomasse et 30 TWh d'électricité pour apporter de l'hydrogène.

1.4. L'industrie et l'agriculture

Selon la SNBC, la consommation d'énergie par l'industrie diminuerait de 20 % d'ici 2050, ce qui est contradictoire avec la politique de réindustrialisation dont la France a besoin. La consommation d'électricité est aujourd'hui de 120 TWh. La SNBC la voit passer à 180 TWh. En cas de forte électrification, selon une étude récente faite pour l'UNIDEN (une association d'entreprises consommatrices d'énergie), les besoins d'électricité seraient de 400 TWh. On retient comme hypothèse 250 TWh, sans compter l'électricité qui produira de l'hydrogène

consommée par l'industrie. Soit, avec la consommation par l'agriculture, 256 TWh.

Certains procédés industriels utiliseront directement de l'hydrogène; ici, 60 TWh. Il y aura également une consommation de biofioul, produit avec apport d'hydrogène.

2. Les ressources en énergie et leur emploi

La consommation finale d'énergie, y compris la chaleur prise dans l'environnement par les pompes à chaleur, est ici de 1310 TWh, à comparer à la consommation actuelle, qui est de 1730 TWh.

Les ressources en biomasse sont ici de 350 TWh (contre 200 TWh aujourd'hui) alors que la SNBC prévoit 450 TWh. La chaleur prise dans l'environnement est de 240 TWh. L'énergie hydraulique permet de produire 52 TWh d'électricité.

La consommation finale d'électricité est de 730 TWh, là où la SNBC prévoit 550 TWh. S'y ajoute une consommation de 130 TWh pour produire de l'hydrogène et du biocarburant.

On trouvera en annexe 1 un tableau croisé des ressources en énergie et de leur emploi par secteur de consommation.

La suite de cet article porte sur la consommation et la production d'électricité et d'hydrogène par électrolyse.

3. Le besoin d'électricité

On suppose qu'il n'y a ni importations ni exportations.

3.1. Le besoin d'électricité pour produire de l'hydrogène et du biocarburant

Dans ce scénario, l'industrie et le transport lourd consomment directement 75 TWh d'hydrogène produit par électrolyse. La

consommation d'électricité pour le produire est de 100 TWh.

Pour produire 75 TW de biofioul et biocarburant en utilisant efficacement la biomasse, la consommation d'électricité est ici de 30 TWh.

3.2. La consommation finale d'électricité : volume annuel et profil horaire

La consommation finale hors pertes en ligne est ici de 730 TWh, à quoi s'ajoutent 130 TWh pour produire de l'hydrogène et du biocarburant.

L'appareil de production doit donc mettre sur le réseau 780 TWh pour la consommation finale et 140 TWh pour produire de l'hydrogène et du biocarburant. Au total, 920 TWh : presque un doublement de la consommation actuelle.

Avec le développement des véhicules électriques et du chauffage électrique, en 2050 le profil de consommation de l'électricité sera différent de ce qu'il est aujourd'hui. C'est un sujet sur lequel l'ADEME a travaillé pour préparer sa « Vision 2050 ». Elle a publié les chroniques horaires de consommation par type d'usage. La chronique horaire de consommation utilisée ici a été obtenue à partir de celle de l'ADEME en appliquant un coefficient multiplicateur à la consommation pour le chauffage et un autre aux autres usages.

Pour produire de l'hydrogène, deux options sont possibles. Ou bien la consommation d'électricité est continue, sauf quelques centaines d'heures par an lorsque le système électrique doit faire appel à des TAC (turbines à combustion). Ou bien l'électrolyse consomme des possibilités de production d'électricité qui dépassent les besoins de la consommation finale. La capacité de l'électrolyse est ajustée pour que le facteur de charge soit de 30 ou 40 %.

L'industrie et les installations de chauffage hybride permettent un effacement définitif dans la limite de 15 GW.

4. La production d'électricité et d'hydrogène, avec plus ou moins de nucléaire

Pour que l'électricité soit produite sans énergie fossile, on étudie ici deux options : ou bien la capacité nucléaire est basse ou bien les réacteurs actuels sont remplacés nombre pour nombre par des réacteurs plus puissants, objectif accessible au-delà de 2050. À cette date, plusieurs hypothèses sont présentées en supposant que la capacité nucléaire sera alors de 70 GW.

On trouvera en annexe 2 l'outil de simulation du système électrique utilisé ici et les hypothèses de coût des différents moyens de production.

4.1. Deux trajectoires pour atteindre la neutralité carbone

La consommation finale avant les pertes en ligne est de 780 TWh, à quoi s'ajoute une consommation de 140 TWh pour produire de l'hydrogène et du biocarburant.

Pour répondre à la demande d'électricité avec comme but la neutralité carbone, voici deux trajectoires : la première, conforme aux scénarios de référence de la SNBC¹¹, nous achemine vers la sortie du nucléaire ; la seconde tire parti au mieux du nucléaire pour aller vers la neutralité carbone en dépensant aussi peu que possible ; elle n'ignore pas que le CO₂ traverse les frontières.

4.1.1. Atteindre la neutralité carbone en diminuant beaucoup la capacité nucléaire : 28 GW

La capacité nucléaire est ici très faible : 28 GW comme dans un des scénarios «avec nucléaire» étudiés par RTE.

Pour ne pas émettre de CO₂, même si la capacité actuelle d'éoliennes sur terre est multipliée par quatre ou cinq (93 GW) avec, en plus, une égale capacité en mer, la capacité

photovoltaïque devra être de 140 GW (contre 10 GW aujourd'hui). Même si les batteries des véhicules sont mises au service du réseau électrique, il faudra produire beaucoup de gaz de synthèse, qui sera consommé par une capacité de 100 GW.

Ces capacités de production à partir du vent, du soleil et du gaz de synthèse (440 GW en tout) ne seraient sans doute pas atteintes dès 2050, mais elles ne sont peut-être pas physiquement inaccessibles. D'ailleurs, RTE envisage de telles capacités dans certains de ses scénarios sans nucléaire.

Le coût des batteries pourrait être compté pour très peu. La dépense de production d'électricité et d'hydrogène serait de 79,6 milliards ou de 60,1 milliards d'euros par an selon les hypothèses de coût de l'éolien et du photovoltaïque. Il faudrait y ajouter le coût d'une extension du réseau pour relier ces lieux de production multiples et dispersés et gérer ces moyens de production non pilotables.

Même si l'on considérait que ces dépenses seraient justifiées par la très forte diminution de la capacité nucléaire, il est probable que la population n'accepterait pas les dizaines de milliers d'éoliennes et plus de 100 000 hectares occupés par les panneaux photovoltaïques.

4.1.2. La neutralité carbone en remplaçant les réacteurs nucléaires existants : 94 GW

Ici, l'on suppose que les réacteurs actuels sont remplacés nombre pour nombre par des réacteurs plus puissants, ce qui porte la capacité nucléaire de 60 GW à 94 GW.

Avec 94 GW de nucléaire, il est possible de répondre à la demande sans augmenter la capacité des éoliennes sur terre (20 GW aujourd'hui), avec 32 GW (3 000 éoliennes) en mer et 30 GW de panneaux photovoltaïques. Cela pourrait sans doute être bien accepté.

Les dépenses seraient de 65,3 ou 59,5 milliards d'euros par an selon les hypothèses de coût de l'éolien et du photovoltaïque. Comme

La neutralité carbone sans trop de contraintes ni de dépenses

		781 TWh + 140 TWh pour hydrogène et biocarburant		
Capacité nucléaire		94 GW	80 GW	28 GW
Éolien sur terre/en mer/PV	GW	20/32/30	35/40/70	90/95/140
Production d'électricité ex. gaz : capacité et production	GW/TWh	51 GW/15 TWh	63 GW/15 TWh	99 GW/26 TWh
Électrolyse pour hydrogène hors du réseau	GW	37	34	39
Dépenses selon l'hypothèse de coût éolien et PV : selon RTE pour 2035 ou pour 2050	M€/an	65 300/595 000	67 100/59 000	79 300/60 200

* Il y a aussi 400 GWh de batteries garantissant avec les STEP 30 GW ; ici leur coût est de 50 €/kWh.

Tableau 1. La neutralité carbone avec plus ou moins de nucléaire

on l'a déjà écrit, les hypothèses de coût proposées par RTE à la consultation publique sont très basses.

On peut néanmoins se demander s'il est utile de porter la capacité nucléaire jusqu'à 94 GW.

Avec 80 GW de nucléaire, sans tenir compte des dépenses de réseau, les dépenses de production et de stockage seraient à peu près les mêmes qu'avec 94 GW de nucléaire. Pour choisir entre une capacité nucléaire de 80 ou 94 GW, le montant des dépenses ne sera sans doute pas un facteur décisif.

En revanche, avec 80 GW au lieu de 94 GW, il faudrait plus d'éoliennes sur terre et en mer et de photovoltaïque. Le choix dépendra surtout de la façon dont la population l'acceptera.

Supposant que l'industrie puisse construire et installer deux EPR par an, la capacité de 94 GW serait atteinte entre 2065 et 2070 ; la capacité de 80 GW quatre ans plus tôt. Or, en 2050, même en prolongeant jusqu'à 60 ans la durée de vie des réacteurs existant aujourd'hui, la capacité totale ne dépassera sans doute pas 70 GW¹².

Avec les hypothèses retenues ici, il faudra en 2050 produire de l'électricité avec du gaz fossile ; le CO₂ émis pourrait être stocké sous sol (hypothèse à peine évoquée par la SNBC).

Il serait possible d'éviter ces émissions en augmentant la capacité éolienne et photovoltaïque ou en ramenant la consommation d'électricité pour le chauffage au niveau prévu par la SNBC. Autre possibilité : compenser ces émissions en contribuant à des actions qui éviteraient d'en émettre une quantité équivalente dans d'autres pays.

4.2. En 2050, avec une capacité nucléaire de 70 GW

Si en 2050 la consommation d'électricité est la même qu'en 2070, avec une capacité nucléaire de 70 GW plusieurs décisions sont possibles. Comme plus haut, on suppose que la production d'électricité se fait sans consommer de biomasse.

Décision A

Ne pas installer plus d'éolien et de photovoltaïque que ce qu'il faudra en 2070 avec 94 GW de nucléaire pour éviter les émissions de CO₂. Alors, la production à partir d'énergie fossile est de 129 TWh. Les émissions de CO₂ sont de 60 millions de tonnes.

Décision B

Éviter toute émission de CO₂ en 2050 en installant plus d'éolien et de photovoltaïque que ce dont le système aura besoin en 2070 ;

par exemple 50 GW d'éolien sur terre et 51 GW en mer et 73 GW de photovoltaïque. Selon le coût de l'éolien et du photovoltaïque, les dépenses seraient alors supérieures de 4,6 milliards ou de 9 milliards d'euros par an à ce qu'elles seraient avec la décision A. Le coût du CO₂ évité serait ici de 76 ou 150 €/tCO₂ selon les hypothèses faites sur le coût de l'éolien et du photovoltaïque.

Décision C

Éviter toute émission de CO₂ en 2050 en réduisant la consommation d'électricité pour le chauffage conformément à la SNBC et en construisant, par exemple, 35 GW d'éolien sur terre et 35 GW en mer, et 70 GW de photovoltaïque. Les dépenses de production d'électricité et d'hydrogène seraient inférieures à celles de la décision A de 1 à 2,5 milliards d'euros par an selon le coût de l'éolien et du photovoltaïque. La capacité de production d'électricité à partir de gaz est moindre qu'avec la décision A car ici l'isolation thermique des bâtiments est très poussée. Cette différence compense — et au-delà — le fait que la décision C demande plus d'éolien et de photovoltaïque que la décision A. Mais les dépenses d'économie d'énergie seraient supérieures de 25 milliards, comme calculé plus haut. Au total, ce sont environ 22 milliards d'euros par an de dépenses supplémentaires pour éviter l'émission de 60 millions de tonnes de CO₂, soit 370 €/tCO₂ évité. C'est moins que la « valeur tutélaire » du CO₂ calculée par la commission Quinet du Plan. On se tromperait en y voyant un argument pour juger que cette décision C correspond à l'intérêt collectif : en effet, le rapport Quinet demande que l'on vérifie d'abord qu'il n'est pas possible d'éviter des émissions de CO₂ en dépensant moins. Or ici, il y a beaucoup mieux à faire si l'on veut bien se rendre compte que le CO₂ ignore les frontières et si l'on ouvre sur le monde son champ de vision.

Voici donc une quatrième possibilité

En 2050, le monde sera encore loin de la neutralité carbone. À moins de 3 000 kilomètres au sud de la métropole, 600 millions

de personnes ne sont pas reliées à un réseau électrique. Dans les campagnes, le moyen le plus économique de produire de l'électricité est de créer de mini-réseaux de panneaux photovoltaïques et de batteries. Mais il est beaucoup plus difficile à des populations pauvres et disposant de très peu de monnaie de financer ces mini-réseaux que d'acquérir un groupe électrogène qui fonctionnera lorsqu'elles pourront acheter le fioul. On évitera des émissions de CO₂ en leur proposant des financements adaptés qui ne peuvent être, au départ, que d'origine publique dans le cadre d'une politique qui associe les entreprises et les autorités locales de façon que les consommateurs contribuent aux dépenses dans la mesure de leurs possibilités.

Il est évidemment difficile de calculer le coût de la tonne évitée par le financement d'un mini-réseau photovoltaïque qui n'évite des émissions que si l'on suppose qu'il évite un groupe électrogène. Il est plus simple, ce que la politique française dont l'horizon est borné au périmètre du pays s'apprête à faire, de dépenser des centaines d'euros pour éviter assurément l'émission depuis notre territoire hexagonal d'une tonne de CO₂ que de participer au financement d'une production d'électricité qui n'émettra pas de CO₂ et qui peut-être évitera des émissions. On a calculé le coût de la tonne probablement évitée en finançant des mini-réseaux en Afrique subsaharienne : quelques dizaines d'euros¹³. Voilà qui pourrait conduire notre pays à prendre la décision D.

Décision D

La capacité nucléaire est de 70 GW en 2050 puis augmente jusqu'à 94 GW. La consommation finale d'électricité (hors pertes en ligne) est de 730 TWh, à quoi s'ajoute une consommation de 130 TWh pour produire de l'hydrogène et du biocarburant, soit 860 TWh après (ou 920 TWh avant) les pertes en ligne. En même temps, la France propose à quelques pays d'Afrique de participer à leur programme de production d'énergie sans émissions de CO₂ en apportant un financement de quelques milliards d'euros par an.

Il ne s'agit certes pas de se présenter seulement en pourvoyeur de financement. Cet apport financier ne suffira pas à lui seul. Il sera efficace au sein d'un programme de coopération beaucoup plus vaste, y compris les transferts techniques, l'accompagnement sur place de l'installation des mini-réseaux électriques ou de grands parcs de production près des villes, un travail sur la gouvernance. Et cette coopération sera équilibrée si elle est accompagnée d'engagements commerciaux, ouvrant de nouveaux débouchés à notre industrie, équipements électriques de toute nature, moyens de production d'électricité, etc.

Conclusion : la politique de l'énergie se trouve à la croisée des chemins : trois questions

L'«économie d'énergie» est souvent un bon moyen ; pourquoi devrait-elle être un objectif ?

Les sources d'énergie sont surabondantes. L'énergie du soleil ne manquera pas. Dans les pays tropicaux, des batteries ou d'autres moyens de stockage permettent de passer les nuits et les périodes nuageuses. Mais dans les pays tempérés, l'énergie solaire en été est quatre fois supérieure à ce qu'elle est en hiver. Il est techniquement possible de la «stocker» soit sous forme de chaleur soit en produisant de l'hydrogène puis, éventuellement, du méthane de synthèse, mais avec un mauvais rendement de sorte que l'ensemble du système de production et de stockage reste très coûteux malgré la baisse du coût des panneaux photovoltaïques. Quant aux éoliennes, en France la population n'en veut plus sur terre ; en mer, on n'en connaît pas encore le coût et, là aussi, se pose la question du stockage, qui est nécessaire pour compenser des périodes peu ventées pouvant durer des jours voire des semaines.

Les sources d'énergie nucléaire sont, elles aussi, abondantes, et deviendront inépuisables avec la quatrième génération de réacteurs nucléaires. Or la France a décidé de diminuer sa capacité nucléaire.

Pourquoi limiter la capacité nucléaire ?

Le nucléaire fait face à deux objections, le risque d'accident et les déchets. Sans entrer dans le débat, disons que l'accident très grave ne peut pas être formellement exclu et que, aussi grave soit-il, il ne cause pas de décès par irradiation. Les dommages peuvent donc être chiffrés en coût et en probabilité sans avoir à donner une «valeur» à la vie humaine. Leur incidence sur le coût de production est très faible. Quant aux déchets, ceux qui sont à longue durée de vie seront, dans une épaisse couche d'argile, suffisamment bien confinés pour que leur radioactivité n'arrive au contact de la biosphère que lorsqu'elle sera revenue au niveau de la radioactivité naturelle.

Réduire le nucléaire à la moitié de la production d'électricité d'ici 2035 n'a donc aucune justification technique ni économique. De plus, cette décision va contre l'objectif de réduction des émissions de CO₂. C'est une décision politique. En tant que telle, elle est respectable, mais elle n'est pas irrévocable. Pour pouvoir diminuer les émissions de CO₂ en diminuant la capacité nucléaire et sans multiplier les éoliennes et les milliers d'hectares de panneaux photovoltaïques, il faudrait dépenser en production et économie d'énergie chaque année beaucoup plus qu'avec plus de nucléaire. Mais, pour atteindre la capacité nucléaire qui permettrait d'être «neutre en carbone» en dépensant aussi peu que possible, il faudra une cinquantaine d'années, donc après 2050.

Pourquoi vouloir que la France soit «neutre en carbone» dès 2050 alors que le CO₂ ignore les frontières ?

Comme le montre le scénario présenté récemment par l'AIE (Agence Internationale de l'Énergie), il n'est pas vraisemblable que les émissions mondiales de CO₂ soient nulles dès 2050. D'ici là, de très vastes régions du monde auront un besoin criant d'énergie pour leur développement. Il y a plus de vingt ans, le protocole de Kyoto (1997) avait élaboré une procédure dont le but était d'encourager les pays industrialisés à coopérer avec les pays

en développement pour faciliter leur accès à l'énergie tout en limitant les émissions mondiales de façon efficace. C'était le mécanisme de développement propre, MDP (ou CDM en anglais). Pour le mettre en œuvre, il fallait une régulation mondiale touchant un sujet, l'approvisionnement en énergie, qui est au cœur de la souveraineté de chaque pays : un grand écart qui a nui à l'efficacité du dispositif.

Il reste que le principe est excellent. Il invite à rechercher une méthode non pas sur une base globale, mais sur une base intergouvernementale, dans le cadre d'accords de coopération dont la portée déborderait largement le cas de l'énergie.

La façon d'aborder ces trois questions — voir l'économie d'énergie comme un moyen, non comme un but, ne pas fixer a priori la place du nucléaire, mais rechercher les méthodes les moins coûteuses, compenser nos émissions de CO₂ dans le cadre d'une coopération avec des pays en développement pour une plus grande efficacité globale — pourrait fournir les bases d'une nouvelle politique de l'énergie.

NOTES

1. Observatoire BBC, «Les maisons rénovées à basse consommation», avril 2021, https://www.effinergie.org/web/images/attach/base_doc/2912/20210429etude-renovation.pdf.
2. Le kWh_{ep} (kilowattheure d'énergie primaire) est l'unité de mesure utilisée dans la réglementation thermique. C'est ici la même chose que les pertes thermiques, un kilowattheure facturé équivaut par convention à 2,58 kWh_{ep}.
3. Selon les recommandations de France Stratégie : «La valeur de l'action pour le climat», France Stratégie, février 2019, <https://www.strategie.gouv.fr/publications/de-l'action-climat>.
4. Henri Prévot, «Diminuer au moindre coût les émissions de CO₂ des logements existants», *La Revue de l'Énergie*, n° 644, mai-juin 2019, <https://www.larevuedelenergie.com/diminuer-au-moindre-cout-les-emissions-de-co2-des-logements-existants/>.

5. Malgré la demande pressante de la «Convention citoyenne», peut-être mal informée des coûts et de l'intérêt réel de ces «restaurations profondes».

6. ONRE, «Le parc de logements par classe de consommation énergétique», septembre 2020, <https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/le-parc-de-logements-par-classe-de-consommation-energetique>.

7. RTE-ADEME, «Réduction des émissions de CO₂, impact sur le système électrique – quelle contribution du chauffage dans les bâtiments à l'horizon 2035?», décembre 2020, p. 13, https://assets.rte-france.com/prod/public/2021-01/Rapport%20chauffage_RTE_Ademe.pdf.

8. Voir en annexe : Tableaux de production d'électricité et d'hydrogène selon plusieurs jeux d'hypothèses.

9. 400 €/m² pour les maisons individuelles, 180 €/m² pour les logements collectifs.

10. Conseil général de l'économie, «Réduire la consommation énergétique du numérique», décembre 2019, <https://www.economie.gouv.fr/cge/consommation-energie-numerique>.

11. On le rappelle : le scénario «Vision 2050» de l'ADEME et celui de négaWatt.

12. Cette hypothèse peut se retrouver à partir du travail de prospective de RTE en retenant les capacités des réacteurs existants et des réacteurs nouveaux de ses scénarios N3 et N0 tels que présentés à consultation publique en février 2021.

13. Henri Prévot, «Pour une stratégie bas carbone menée conjointement avec des pays africains», *La Revue de l'Énergie*, n° 653, novembre-décembre 2020, <https://www.larevuedelenergie.com/pour-une-strategie-bas-carbone-menee-conjointement-avec-des-pays-africains/>.

Annexes

Annexe 1. Consommation d'énergie par type d'énergie et par secteur d'activité

	Industrie Agriculture	Transport	Résidentiel et tertiaire		Total
			Chauffage ECS	Autres	
Consommation finale, y.c. les PAC	411	232	489	186	1318
Biomasse, biométhane	20	50	122		193
Biocarburant biofioul	23	35	12		70
Chauffage solaire	52		193		214
Hydrogène	58	17			75
Électricité en consommation finale, hors pertes	256	125	162	186	729
Électricité pour produire de l'hydrogène					105
Électricité pour produire du biocarburant					30
Consommation d'électricité, hors pertes					863

Annexe 2. Quelques informations sur la simulation du système électrique

Dans la suite, la consommation d'électricité sera comptée avant les pertes en ligne : 780 TWh/an. Avec la production d'hydrogène, la consommation totale est de 920 TWh/an.

Sont calculées les dépenses totales de production d'électricité et d'hydrogène. En effet, il est difficile, voire impossible, de répartir entre l'une et l'autre les dépenses du système que forme l'ensemble de la production, du stockage et des électrolyses.

Les dépenses calculées ici n'incluent pas les dépenses de transport et de distribution d'électricité.

Les dépenses de production hydraulique ne sont pas comptées : elles sont difficiles à évaluer et ce sont les mêmes dans tous les jeux d'hypothèses. Pour calculer le coût par MWh d'électricité, la consommation hydraulique est retirée.

Les hypothèses de coûts

L'investissement nucléaire est de 5 500 €/kW, soit 8,8 milliards d'euros pour un EPR.

Pour produire de l'hydrogène, l'investissement est de 900 €/kW d'électrolyse; les dépenses de fonctionnement sont de 10 % de l'annuité relative à l'investissement. Pour produire du méthane de synthèse, l'équipement coûte au total (électrolyse et production de méthane à partir de l'hydrogène) 1 600 €/kW de capacité d'électrolyse; les dépenses fixes annuelles sont de 30 €/kW de capacité d'électrolyse. Le rendement de production de méthane depuis l'électricité est de 50 %. Ce coût diminuera mais toute hypothèse doit tenir compte des investissements connexes y compris le captage du CO₂ servant à produire du méthane et émis par la combustion de ce méthane.

Les coûts de l'éolien sur terre et en mer et du photovoltaïque sont ce que suppose RTE pour 2035 ou pour 2050. Le LCOE (*Levelized Cost of Energy*) est ce que devrait être le prix de l'électricité pour couvrir toutes les dépenses, elles-mêmes évaluées à l'aide d'un taux d'actualisation, ici de 4,5 %.

	Éolien sur terre	Éolien en mer	PV sur sol*	PV sur toiture
Facteurs de charge	2 300 h/an	3 900 h/an	1 100 h/an	1 100 h/an
Prévisions de RTE pour 2035				
LCOE – taux d'actualisation : 4,5 %	57 €/MWh	80 €/MWh	52 €/MWh	98 €/MWh
Hypothèses de RTE pour 2050		**		
Coût LCOE – taux d'actualisation : 4,5 %	39 €/MWh	44 €/MWh	34 €/MWh	98 €/MWh

* 80 % du photovoltaïque est sur le sol.

** En mer posé ou flottant, y compris le coût du raccordement.

La puissance garantie par l'hydraulique, les batteries et les turbines à gaz

La puissance garantie par les lacs et les fleuves est de 10 GW.

La puissance que les STEP et les batteries peuvent, ensemble, garantir se calcule en observant la chronique horaire de ce qui est demandé aux moyens pilotables autres que le nucléaire. Cela dépend de la composition du parc de production. On retient ici une capacité de batteries de 20 GWh et une puissance garantie, ensemble par elles et les 90 GWh de STEP, de 20 GW ou 30 GW selon que la capacité éolienne et photovoltaïque est de l'ordre de 100 GW ou de 200 GW. En effet, lorsque les puissances éolienne et photovoltaïque sont plus grandes, la pointe de ce qui est demandé aux batteries est plus étroite. Une même énergie stockée (en GWh) peut donc garantir une plus grande puissance (en GW). Dans un cas, celui où la capacité nucléaire est très basse, une partie des batteries des véhicules est mise à contribution à hauteur de 400 GWh.

La capacité de production de gaz est calculée ici comme la différence entre la pointe de la demande et la somme des capacités garanties. La capacité garantie par les éoliennes est de 1 % de leur puissance nominale. Une autre méthode souvent employée, s'appuyant sur un très grand nombre de simulations, suppose que l'on accepte une probabilité de défaillance. La méthode retenue ici est la plus prudente.

Annexe 3. Tableaux de production d'électricité et d'hydrogène selon plusieurs jeux d'hypothèses

Consommation finale hors les pertes en ligne : 730 TWh soit 781 TWh avant les pertes en ligne.

Pour produire de l'hydrogène : 140 TWh. L'électrolyse peut utiliser des possibilités de production d'électricité non employées par la consommation finale ou être alimentée à puissance constante et s'effacer pour éviter une production d'électricité par les turbines à compression (TAC) ou des groupes électrogènes : elles fonctionnent alors «en base moins la pointe».

Le profil horaire de consommation est construit à partir de celui que l'ADEME propose dans son étude «électricité 100 % renouvelable» pour un total annuel de 498 TWh. Les consommations horaires pour le chauffage sont multipliées par 3,3; elles passent ainsi de 45 TWh à 147 TWh.

La neutralité carbone sans trop de contraintes ni de dépenses

Les autres consommations ont été multipliées par 1,4 de façon que la consommation totale soit de 781 TWh.

La production se fait sans énergie fossile ni biomasse ni biogaz. Au lieu de produire du gaz de synthèse, il pourrait être plus efficace de produire 10 à 20 TWh d'électricité à partir de biogaz et de limiter autant que possible la consommation de biogaz pour le chauffage au profit de pompes à chaleur. Par ailleurs, on n'a pas supposé ici qu'une partie des possibilités de production d'électricité excédentaires soit utilisée pour produire de la chaleur à stocker dans le sol.

Batteries : avec 94 GW et 80 GW nucléaire : la capacité des batteries est 20 GWh; leur coût est 200 €/kWh avec 28 GW nucléaire : les batteries des véhicules électriques participent à l'équilibre du réseau. La capacité disponible est de 400 GWh. Le coût moyen des batteries est alors de 50 €/kWh.

Puissance garantie par les batteries et les STEP : 20 GW lorsque la capacité nucléaire est 80 ou 93 GW; elle est de 30 GW si la capacité nucléaire est de 28 GW. Cette puissance garantie est évaluée au vu de la chronique horaire de ce qui est demandé aux moyens pilotables autres que le nucléaire.

Effacement définitif de consommation pour le chauffage ou l'industrie : 15 GW.

La capacité de production à partir de gaz répond à la demande en l'absence de vent et de soleil.

Les dépenses de production : Les dépenses calculées ne tiennent pas compte des dépenses de production hydraulique.

Les hypothèses de coût de l'éolien et du photovoltaïque sont celles que RTE a retenues dans son travail sur la PPE pour l'année 2035 d'une part, et dans le document qu'il a publié pour consultation dans le cadre de son travail de prospective 2050 d'autre part.

Le coût d'un investissement nucléaire est 5 500 €/kW, y compris une provision pour démantèlement.

Capacité nucléaire		94 GW	80 GW	28 GW
Consommation avant pertes en ligne		781 TWh + 140 TWh pour H ₂ et biocarburant		
Éolien sur terre/en mer/PV	GW	20/32/30	35/40/70	93/93/140
Électrolyse pour gaz de synthèse	GW	11 GW	11 GW	21 GW*
Production d'électricité ex. gaz	GW/TWh	51 GW/15 TWh	63 GW/17 TWh	99 GW/27 TWh
Électrolyse GW en base/sur excédents	GW	4/33	1/33	0/40
TWh en base/sur excédents	TWh	26/111	10/115	0/139
Possibilités nucléaire/éolien-PV	TWh	685/228	596/344	208/803
Pertes/abandonné	TWh	47/12	51/21	86/53
Dépenses selon l'hypothèse de coût éolien et PV : selon RTE pour 2035 ou pour 2050	M€/an	65300/59500	67100/59000	79600/60100

* Il y a ici 400 GWh de batteries garantissant avec les STEP 30 GW; ici leur coût est de 50 €/kWh; elles restituent 20 TWh.

En 2050 avec 70 GW de nucléaire, quatre décisions possibles

Décision A

Les capacités éoliennes et photovoltaïques sont celles dont on aura besoin 20 ans plus tard avec 94 GW de nucléaire : il faut alors produire du gaz à partir de biogaz ou de gaz fossile. Ces émissions pourraient être compensées en évitant des émissions dans d'autres pays, en dépensant beaucoup moins.

Décision B

Les capacités éoliennes et photovoltaïques sont portées à un niveau qui permet de répondre à la demande sans biogaz ni gaz fossile.

Décision C

La consommation d'électricité pour les usages thermiques est comme celle qui est prévue par la SNBC; les capacités éoliennes et photovoltaïques sont ajustées pour pouvoir répondre à la demande. Les dépenses de production d'électricité sont moindres que dans les cas précédents, mais les dépenses d'isolation sont beaucoup plus lourdes.

Décision D

La consommation est la même que dans les cas A et B. Les capacités éoliennes et photovoltaïques sont les mêmes que dans le cas C.

La comparaison des dépenses et des productions des colonnes B et C donne une évaluation du coût de l'électricité de chauffage produit sans émission de CO₂ : environ 100 €/MWh.

	Décision A	Décision B	Décision C	Décision D
Capacité nucléaire	70 GW	70 GW	70 GW	70 GW
Consommation finale avant pertes en ligne	781 TWh	781 TWh	696 TWh	781 TWh
Pour production d'hydrogène	139	139	139	139
Éolien sur terre/en mer/PV (GW)	20/32/30	50/51/73	35/35/70	35/35/70
Électrolyse pour gaz de synthèse (GW)	0 GW	12 GW/18 TWh	10 GW/12 TWh	0
Production à partir de gaz fossile (ou biogaz)	129 TWh	0	0	60 TWh
Production d'électricité ex. gaz capacité GW	72 GW	72 GW	43 GW	72 GW
Électrolyse GW en base/sur excédents	16 GW/0 GW	0 GW/34 GW	85 GW/20 GW	10 GW/16 GW
TWh en base/sur excédents	139/0 TWh	0/136 TWh	75/63 TWh	90/49 TWh
Possibilités nucléaire/éolien-PV	521/233	521/433	521/321	521/321
Dépenses millions d'euros*	59 900/54 100	69 000/58 700	59 000/51 600	62 600/55 200
Dépenses supplémentaires d'isolation			25 000 M€/an	
Compenser les émissions 100 €/tCO ₂				2 700 M€/an

* Les dépenses sont calculées sans utilisation de biogaz; le coût du gaz fossile est de 25 €/TWh.