

## Diviser par 4 les rejets de CO2 dus à l'énergie : le scénario Negatep [1]

Claude Acket    Pierre Bacher

### Résumé

Le scénario Negatep vise, conformément aux objectifs de la loi d'orientation sur l'énergie de 2005, la division par 4 des rejets de gaz carbonique, ce qui implique à peu de chose près, de diviser par 4 la consommation de combustibles fossiles.

Outre les économies d'énergie, sans lesquelles le « facteur 4 » serait inaccessible, il faut remplacer le plus possible les combustibles fossiles par des sources d'énergie non émettrices de gaz carbonique et, pour cela :

- Pratiquement supprimer le pétrole et le gaz dans le résidentiel et le tertiaire. Les moyens existent, en combinant une meilleure isolation, les énergies renouvelables chaleur associées ou non à des pompes à chaleur, et l'électricité directe exploitée intelligemment.
- Réduire très fortement le pétrole pour les transports. Il s'agit là d'une double révolution : repenser la mobilité (transports en commun, fret) et remplacer le pétrole par l'électricité, soit directement dans des véhicules hybrides rechargeables ou électriques, soit en apportant tout ou partie de l'énergie nécessaire à la synthèse des biocarburants.
- Limiter sérieusement les combustibles fossiles dans l'industrie. Ceci implique notamment des modifications de procédés (et donc des investissements lourds).
- Augmenter fortement la part de l'électricité dans le mix énergétique, maintenir la part de l'énergie nucléaire dans la production d'électricité et, tant que des moyens économiques de stockage n'auront pas été développés, limiter la part des électricités intermittentes au niveau que le réseau électrique peut supporter sans augmenter les capacités des centrales à gaz.

La comparaison avec deux scénarios publiés récemment, l'un européen, l'autre allemand, apporte des éléments de réflexion essentiels : le premier conforte le choix de Negatep de faire largement appel à l'électricité, aux côtés de l'efficacité énergétique, comme énergie de substitution au pétrole ; les deux scénarios montrent que le remplacement du nucléaire et du charbon par des énergies renouvelables intermittentes (éolienne et solaire) soulève de redoutables – et coûteux – problèmes de réseau électrique dans toute l'Europe.

### Abstract

The Negatep scenario conforms with the objective set by the French energy law of 2005, namely a four-fold reduction in CO2 emissions, a condition which roughly implies a four-fold reduction in the use of fossil fuels.

Beyond the prerequisite of an improved energy efficiency, without which the four-fold reduction would be out of reach, it is necessary to replace fossil fuels with carbon free energies:

- Decrease to nearly zero oil and gas in the residential and tertiary sectors; this can be achieved through improved insulation, thermal renewable energies combined or not with heat pumps, and a “smart” use of direct electrical heating.
- Reduce significantly the use of oil in the transport sector: this implies a revolution both in the management of mobility (mass transportation, freight) and the replacement of gasoline by electricity, either directly with electric motorisations (electric cars and

rechargeable hybrids) or indirectly by supplying energy to the biofuel synthesis process.

- Reduce significantly the use of fossil fuels in industry; this requires changes in industrial processes and major capital investments.
- Increase massively the share of electricity in the energy mix, maintain the share of nuclear in the electricity generation and, as long as the storage of electricity is not developed, limit the share of intermittent energies to a level compatible with that of gas turbines.

The comparison with two scenarios recently published, one European, the other German, brings essential elements: the European scenario supports two of the major choices made by Négatep: relying both on energy efficiency and on electricity as substitutes for oil; both scenarios show that the replacement of nuclear and coal by intermittent renewable energies raises very difficult – and costly – problems with the European electrical grid.

\*  
\*       \*

Résumé .....	1
Abstract .....	1
I) Introduction : limiter le réchauffement climatique « Sortir des fossiles » .....	3
II - Le « scénario de référence » .....	4
III) La maîtrise des besoins .....	5
3.1) Secteurs résidentiel et tertiaire .....	5
3.2) Secteurs industrie et agro alimentaire .....	6
3.3) Secteurs des transports .....	6
3.4) Récapitulatif maîtrise des besoins .....	7
IV) Les sources alternatives décarbonées d'énergie .....	7
4.1) Energies renouvelables thermiques .....	7
4.2) Electricité .....	8
V) Le remontage Negatep .....	9
5.1) Un objectif de coût minimum .....	9
5.2) Une approche progressive vers le facteur 4 .....	11
5.3) Le bilan global Negatep 2050 .....	11
VI) Europe et Allemagne : deux autres approches du facteur 4, comparées à Négatep .....	13
6.1) La « road map 2050 » de la European Climate Foundation .....	13
6.2) Les scénarios allemands sans nucléaire .....	14
VII) Conclusions et incertitudes .....	16
Annexe 1 : intermittence et coût actuel de l'électricité éolienne .....	16
L'intermittence de la production électrique éolienne .....	16
Le coût actuel de l'éolien .....	17
Annexe 2 – coûts d'investissement et coûts totaux pour la production d'électricité .....	17
Coûts d'investissements .....	17
Coûts par MWh .....	18
Coût d'un super réseau européen .....	20
Comparaison du coût de deux scénarios pour la France .....	20
Sigles .....	20
Bibliographie .....	20

## **D) Introduction : limiter le réchauffement climatique « Sortir des fossiles »**

Aujourd'hui, au niveau mondial, plus de 80 % de la fourniture énergétique viennent des combustibles fossiles. En dépit des pénuries plus ou moins lointaines qui se profilent, le maintien au cours de ce XXI<sup>e</sup> siècle d'une forte dépendance vis-à-vis de ces combustibles fossiles et surtout vis-à-vis du charbon, soulève la question primordiale des risques liés au réchauffement climatique. Une telle dépendance ne va-t-elle pas conduire, par les rejets de gaz carbonique qu'elle entraînerait à un accroissement de l'effet de serre aux conséquences dramatiques ?

Ces combustibles fossiles constitués à partir de carbone dégagent lors de la combustion du gaz carbonique qui vient s'ajouter à celui déjà présent entourant notre planète. Notre atmosphère est en effet constituée d'une couche de gaz, parmi lesquels les gaz dits à effet de serre. Si nous pouvons lire ces lignes, remercions ces gaz car sans eux la température moyenne de la terre ne serait pas +15 °C, mais - 18°C, et la terre ne serait qu'un énorme glaçon sans eau liquide et sans vie. Ce phénomène effet de serre est donc vital. Mais qu'advient-il si, du fait de l'activité humaine, il s'amplifie et conduit à un réchauffement devenant par son ampleur source de catastrophes climatiques ?

Depuis plus de 400 000 ans et jusqu'à l'ère industrielle, la teneur en gaz carbonique est restée inférieure à 280 ppm (partie par million). Elle dépasse aujourd'hui 380 ppm. Seule la moitié des 30 milliards de tonnes de gaz carbonique que nous émettons par an, est absorbée par la nature. L'autre moitié vient s'ajouter aux 2 800 milliards de tonnes déjà présents dans l'atmosphère.

Pour le futur, toutes les modélisations prédisent, pour 2100, une élévation des températures mondiales entre 2 et 6 °C, plus de la moitié de l'incertitude provenant du choix des scénarios d'émission de CO<sub>2</sub>. Pour limiter cette élévation à 2 °C, valeur considérée par le GIEC comme une valeur qu'il serait prudent de ne pas dépasser, il faudrait que les émissions mondiales soient en ce siècle divisées par un facteur 2, et que par habitant les rejets annuels soient inférieurs à 2 tonnes<sup>1</sup>.

Pour réduire les émissions on peut agir dans deux directions complémentaires : diminuer notre consommation d'énergie chaque fois que c'est possible, et utiliser des sources d'énergie n'émettant pas de gaz à effet de serre, c'est à dire limiter le plus possible l'utilisation des combustibles fossiles<sup>2</sup>. Ceci est exprimé dans la loi d'orientation sur l'énergie de 2005, qui définit quatre grands axes d'action :

- Économiser l'énergie.
- « Décarboner » l'énergie utilisée.
- Développer les énergies renouvelables.
- Maintenir le nucléaire pour la production d'électricité.

Les trois premiers axes ont été confirmés et précisés par le Grenelle de l'environnement, sans toutefois accompagner les choix d'évaluations coûts/bénéfices, pourtant prévues par la loi. Le nucléaire ayant été placé par le gouvernement en dehors des sujets à traiter par le Grenelle, celui-ci, probablement pour compenser, a préféré « oublier » que l'électricité

---

<sup>1</sup> L'Européen moyen rejette aujourd'hui entre 6 et 10 tonnes de gaz carbonique par an. Les Français comme les Suisses et les Suédois sont dans le bas de la fourchette grâce à une électricité produite avec très peu de combustibles fossiles (nucléaire et hydraulique).

<sup>2</sup> Une solution complémentaire: la séquestration du gaz carbonique est en cours de développement. Va-t-elle déboucher à grande échelle ? Nous en parlerons plus loin.

pouvait jouer un rôle majeur dans le remplacement des combustibles fossiles, tant pour les usages fixes de l'énergie que dans les transports.

Au contraire, le scénario Negatep, pensant à la compétitivité des entreprises nationales, au budget de l'Etat, et à celui des citoyens/consommateurs, en particulier les plus défavorisés frappés de plein fouet par les prix élevés de l'énergie, écarte les voies trop coûteuses. Négatep, aux côtés d'efforts importants mais raisonnables de maîtrise de l'énergie et d'un fort développement des énergies renouvelables thermiques, donne une place de choix à l'électricité pour se substituer aux combustibles fossiles, celle-ci étant produite par des sources non émettrices de gaz carbonique, dont le nucléaire et une part financièrement et techniquement raisonnable de renouvelables,

En partant de la situation actuelle et en montrant ce qui pourrait se passer en l'absence de politique volontariste de lutte contre les émissions de gaz carbonique (scénario dit de «référence»), nous aborderons successivement la maîtrise des besoins, les sources alternatives d'énergie (renouvelables thermiques et électriques) pour enfin présenter le scénario Negatep proprement dit et le comparer à des scénarios européen et allemand.

## II - Le « scénario de référence »

Le bilan ressources – emplois en 2008 (tableau 1)<sup>3</sup> montre que les énergies fossiles représentent 70 % des énergies finales consommées en France (114 Mtep)<sup>4</sup> et que les secteurs résidentiel/tertiaire et transports sont les plus gros contributeurs tant en termes d'énergie finale consommée que d'énergies fossiles et d'émissions de CO<sub>2</sub>. L'industrie arrive assez loin derrière, grâce aux progrès réalisés en matière d'efficacité énergétique à la suite des chocs pétroliers des années 1970 mais aussi, malheureusement, à la délocalisation de nombreuses activités.

Les 120 Mtep d'énergies fossiles consommées sont responsables de près de 115 Mt de carbone contenu dans le CO<sub>2</sub> émis<sup>5</sup>. Très globalement, pour diviser ces rejets par 4, il faut diviser par 4 la consommation d'énergies fossiles et la ramener dans une fourchette de 30 à 40 Mtep.

	Charbon Mtep	Pétrole Mtep	Gaz Mtep	Electr. Mtep	Ren. Th. Mtep	Total Mtep	Total %
Industrie	5.7	5.1	13.7	11.6	1.3	37.4	23
Résidentiel et tertiaire	0.4	13.2	25	23.9	8.9	71.4	44
Agriculture		3.4	0.3	0.6	0.1	4.4	2
Transports		46.9		1	2	49.9	31
Total	6.1	68.6	39.1	37.2	12.3	163.1	100

<sup>3</sup> Nous utiliserons généralement comme unité d'énergie la tonne d'équivalent pétrole et ses multiples (tep et Mtep) ; dans certains domaines, le kWh et ses multiples (MWh, TWh) sont communément utilisés : pour faciliter la lecture, nous utilisons alors et donnons les quantités dans les deux unités. Rappelons que 1 tep = 11,6 MWh.

<sup>4</sup> Environ 5 Mtep supplémentaires d'énergies fossiles sont consommées pour la production d'électricité en semi base et en pointe et pour le raffinage du pétrole, ce qui porte la consommation totale d'énergies fossiles à environ 120 Mtep.

<sup>5</sup> Les productions de CO<sub>2</sub> prises en compte dans Négatep sont : 1,17 tC, /tep de charbon, 0,89 tC/tep de pétrole et 0,74 tC/tep de gaz naturel.

Tableau 1, France 2008 : bilan énergie finale en Mtep  
Appel direct au charbon, pétrole, gaz, renouvelables thermiques. L'électricité<sup>6</sup> fait elle même appel au nucléaire, aux renouvelables électriques et aux fossiles.

Ce constat reste largement vérifié dans le scénario de référence proposé par la DGMEP et l'Observatoire de l'Énergie en 2008 [1]. Ce scénario ferait passer la consommation d'énergie finale de 162 Mtep en 2006 à 184 Mtep en 2020 et 226 en 2050, sans modification profonde de la part des énergies fossiles. La répartition entre secteurs est illustrée par la figure 1.

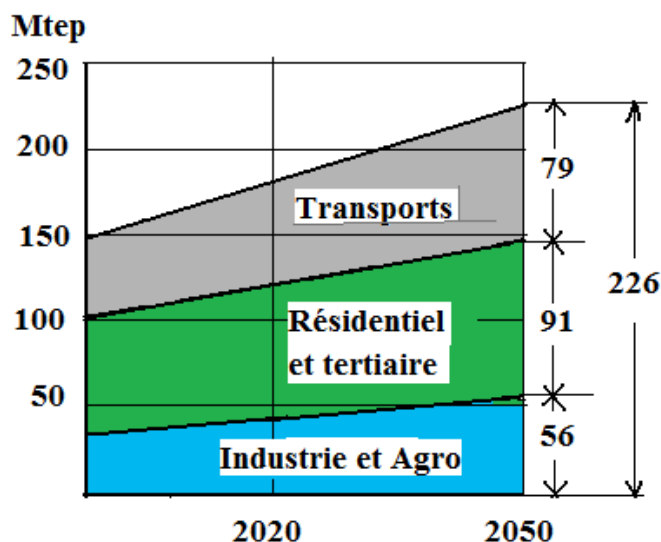


Figure 1 - Énergies finales dans le scénario de référence DGEMP 2008

### III) La maîtrise des besoins

#### 3.1) Secteurs résidentiel et tertiaire

L'imposition des réglementations thermiques (RT) a progressivement limitée les déperditions de l'habitat neuf. Alors que la moyenne de celles-ci est de 320 kWh/m<sup>2</sup>.an pour l'ancien antérieur à 1975, les règles ont imposé 100 (RT 2000), 80 (RT 2005) puis 50 kWh/m<sup>2</sup>.an (RT 2012), ce dernier chiffre s'appliquant non plus à l'énergie finale consommée mais à l'énergie primaire nécessaire. Comme l'a souligné l'OPECST [3], il ne faut toutefois pas s'attendre à une baisse aussi importante de la consommation ; en effet les chiffres sont des valeurs normalisées théoriques et non réelles d'utilisation. Ainsi, par exemple, les dépenses de chauffage étant plus faibles, une famille passant d'un logement mal isolé à un nouveau rénové hésitera moins à monter la température des pièces dont celle des chambres.

Mais l'imposition de normes de plus en plus sévères pour le neuf peut s'avérer de plus en plus coûteuse et globalement improductive, en absorbant l'essentiel des moyens financiers qui seraient mieux employés dans la rénovation de l'ancien. La rénovation de l'ancien, qui représente plus des 2/3 de l'existant, devrait être prioritaire. Elle peut se faire selon deux scénarios [4]. Le premier vise à engager en une seule fois des travaux lourds permettant

<sup>6</sup> Partant de la production brute d'électricité de 575 TWh (Nucléaire : 440 ; thermique fossiles : 60 ; renouvelables : 75) nous aboutissons à la consommation finale de 433 TWh, en soustrayant les 48 TWh du solde exportation – importation, les besoins propres de la production (auxiliaires, enrichissement) et les pertes en lignes.

d'atteindre une isolation très poussée. Le second dit « de rénovation diffuse » consisterait, au fur et à mesure des travaux normaux d'entretien, à utiliser systématiquement les meilleurs matériaux et matériels et les meilleures techniques (fenêtres et huisseries, chaudières modernes...). Le premier scénario risque d'entraîner des coûts très élevés, supérieurs à 20 000 € par logement et cela pour une diminution théorique des pertes de 75 %. Le second scénario permettrait de réduire les pertes d'environ 50 %, le surcoût par rapport aux travaux d'entretien normaux serait faible (quelques milliers d'euros) et largement compensé en quelques années par la réduction de la facture de chauffage. La comparaison des coûts de ces deux scénarios illustre parfaitement la loi de rendement décroissant. Il faut compter, en rénovation diffuse, un surcoût d'environ 5 000 € pour réduire la demande de 20 à 10 MWh/an par logement, mais en rénovation « lourde » plus de 20 000 € pour la réduire de 20 à 5 MWh/an. Le prix du MWh économisé est près de 3 fois plus élevé dans le scénario lourd et le prix marginal, pour passer de 10 à 5 MWh/an près de 6 fois plus élevé.

Negatep retient le second scénario qui, à enveloppe budgétaire globale donnée, permet plus de gains. L'économie serait de 125 TWh (soit 11 Mtep) par rapport au scénario de référence. A ces économies d'isolation, il faut en ajouter d'autres, comme celles provenant du remplacement de moyens de chauffage (par exemple, chaudières à condensation) dont on peut attendre près de 3 Mtep d'économies d'énergie.

Pour les besoins autres que le chauffage (besoins spécifiques d'électricité, eau chaude sanitaire, cuisson...) dans l'ancien comme dans le neuf, les besoins peuvent être satisfaits avec des énergies renouvelables et de l'électricité, ce que nous verrons plus loin.

Pour le secteur tertiaire, le scénario de référence prévoit environ 32 Mtep pour 2050. Aux mêmes voies classiques techniques de maîtrise de l'énergie utilisées pour l'habitat devrait s'ajouter la gestion de l'intermittence dans l'occupation de nombreux locaux. Compte tenu de ces éléments qualitatifs, nous admettons, que les besoins du secteur tertiaire pourraient se stabiliser à leur niveau actuel, soit environ 23 Mtep.

### **3.2) Secteurs industrie et agro alimentaire**

L'extrapolation du scénario de référence aboutit à 56 Mtep en 2050 (hors besoins nouveaux liés au développement d'une industrie des biocarburants). L'industrie a fait un gros effort, après les chocs pétroliers des années 70, pour améliorer son efficacité énergétique d'environ 25 %. Même si le plus facile a été fait, l'objectif retenu est une nouvelle amélioration équivalente d'ici 2050. La consommation totale des industries traditionnelles en 2050 serait alors pratiquement stabilisée au niveau de 2006. Nous verrons plus loin, qu'il y aurait lieu d'y ajouter les besoins d'énergie d'une nouvelle industrie, celle de la synthèse de biocarburants.

### **3.3) Secteurs des transports**

Le transport des biens et des personnes utilise aujourd'hui presque exclusivement le pétrole et il n'existe pas à court terme de véritables énergies disponibles pour une substitution massive. Certes, des progrès technologiques importants ont permis d'améliorer fortement l'efficacité des moteurs automobiles. Mais cette amélioration a été plus que compensée par l'imposition de normes plus sévères de sécurité et anti-pollution hors CO<sub>2</sub>, par l'orientation du public vers des véhicules plus puissants et par l'augmentation du trafic automobile. Seules les mesures gouvernementales en faveur des voitures à bas rejets de CO<sub>2</sub> (bonus-malus) ont récemment contribué à inverser la tendance.

Le scénario de référence, conduit à 79 Mtep en 2050. Par rapport à cette tendance, on peut espérer la poursuite et la généralisation des progrès technologiques<sup>7</sup>. Mais il faudrait

<sup>7</sup> Dans la continuité : notamment l'injection directe et haute pression, la distribution variable, l'accroissement de la puissance spécifique, l'adaptation des moteurs aux besoins réels (Downsizing)

surtout compter sur la mise en valeur des transports en commun et une modification du comportement de chacun pour permettre de réduire les besoins de 50 actuels à 40 Mtep<sup>8</sup>, soit à la moitié du niveau tendanciel.

Contrairement aux secteurs résidentiel et tertiaire, il est très difficile, pour le secteur transports, d'évaluer les coûts liés à la diminution des besoins : les progrès technologiques ont probablement un coût (le coût de la tonne de pétrole évitée par l'opération bonus-malus est très élevé), le changement des comportements individuels peut permettre d'économiser de l'argent (conduite « sage », covoiturage), les investissements dans les transports en commun sont très lourds, mais ne doivent pas être imputés à la seule recherche d'économie d'énergie, pas plus que l'aménagement de la cité, etc..

### **3.4) Récapitulatif maîtrise des besoins**

Au total, les mesures d'économies proprement dites représenteraient près de 75 Mtep d'énergie finale par rapport au scénario de référence, soit pratiquement un tiers. Il faut remarquer toutefois que des transferts d'une énergie sur une autre modifieront ces chiffres, comme nous le verrons plus loin<sup>9</sup>.

## **IV) Les sources alternatives décarbonées d'énergie**

Le chapitre précédent, relatif aux usages des énergies, donnait des chiffres d'énergie finale, celle-ci étant celle qui est fournie à l'utilisateur (carburant auto à la pompe, kWh électrique à la prise de courant...). Lorsque qu'on remonte aux sources d'énergie (pétrole brut, énergie nécessaire pour produire l'électricité...) et aux rejets de CO<sub>2</sub> liés à l'énergie, on est obligé de parler d'énergies primaires. C'est ce qui est fait dans le présent chapitre.

Les seules sources d'énergie susceptibles d'être largement non carbonées sont les énergies renouvelables thermiques, l'électricité produite à l'aide du nucléaire ou d'énergies renouvelables, et les énergies fossiles associées au captage et stockage du CO<sub>2</sub>.

### **4.1) Energies renouvelables thermiques**

Les énergies renouvelables trouvent leur domaine de prédilection dans le domaine de la chaleur. Elles peuvent apporter une contribution très importante :

- Le bois et les divers déchets agricoles et ménagers, qui fournissent déjà près de 10 Mtep, pourraient facilement en fournir directement plus du double, et plus avec le développement de la production de biocarburants. Au total, Negatep retient une fourchette de 30 à 35 Mtep.
- Le solaire thermique pourrait facilement fournir les ¾ de l'eau chaude sanitaire et une partie limitée du chauffage des maisons individuelles. Au total, il pourrait apporter une contribution de 3 à 5 Mtep.
- Une forte extension est à prévoir pour la géothermie de surface et l'aérothermie, basées sur l'utilisation de pompes à chaleur. La contribution peut être estimée à 9

<sup>8</sup> Nous verrons plus loin que le remplacement d'une partie du parc automobile par des véhicules électriques permettrait de remplacer 15 Mtep d'énergie finale pétrole par 5 Mtep d'électricité.

<sup>9</sup> Un exemple simple : le remplacement d'une chaudière à gaz par une chaudière à bois de rendement plus faible diminue les rejets de CO<sub>2</sub>, mais augmente l'énergie consommée.

Mtep : 7 tirés du sol ou de l'air et 2 apportés indirectement par les pompes à chaleur électriques.

- La géothermie semi profonde ou profonde, encore peu développée (0.2 Mtep) devrait un peu s'étendre.

#### Récapitulatif Renouvelables chaleur

Au total, ce sont environ 45 Mtep de chaleur qui pourraient être produits par les renouvelables, à partager entre les différents secteurs.

#### **4.2) Electricité**

Pour ne pas contribuer aux rejets de CO<sub>2</sub>, l'électricité doit être produite avec des énergies non carbonées : énergie nucléaire et énergies renouvelables, l'appel aux combustibles fossiles à grande échelle imposant la séquestration du gaz carbonique (CSC).

- Le nucléaire produit aujourd'hui près de 80 % de notre électricité. Techniquement et économiquement, cette proportion pourrait être conservée, par exemple en remplaçant, d'ici 2050, les réacteurs actuels par des EPR<sup>10</sup>. Ceci pose évidemment des problèmes tels que l'ouverture éventuelle de nouveaux sites et le démantèlement des centrales arrivées en fin de vie<sup>11</sup>, la mise en œuvre du stockage définitif des déchets à vie longue<sup>12</sup>, l'approvisionnement en uranium<sup>13</sup>. Sans parler des questions d'acceptabilité sociale qui affectent tous les grands projets d'infrastructure, aussi bien dans le secteur de l'énergie que dans celui des transports.
- Le charbon avec séquestration du CO<sub>2</sub> est à ce jour dans une phase de recherche préindustrielle. Elle sera probablement indispensable dans les pays qui font largement appel au charbon et au gaz, et les Allemands l'ont retenu à partir de 2030 (voir chapitre VI). Le scénario Négatep ne retient pas cette option, coûteuse et moyennement efficace, pour la France.
- Le gaz naturel est appelé à remplacer le charbon et le pétrole pour faire face aux aléas des productions intermittentes d'électricité (éolienne et solaire)<sup>14</sup>. Mais la contrainte sur le CO<sub>2</sub> conduit, par contrecoup, à limiter la capacité des renouvelables intermittentes.

<sup>10</sup> La puissance moyenne des réacteurs actuels est proche de 1000 MW, celle de l'EPR de 1700 MW et, par conception, le facteur de charge de l'EPR devrait être supérieur de 5 à 10 %.

<sup>11</sup> Certains des sites actuels peuvent accueillir de nouveaux réacteurs (Flamanville, Penly par exemple), mais pas tous. Compte tenu des délais nécessaires pour le démantèlement des centrales arrivées en fin de vie, cela ne serait pas suffisant.

<sup>12</sup> Les quantités totales de déchets à vie longue à stocker, en cas d'exploitation de réacteurs à eau (actuels et EPR) jusqu'à la fin du siècle, seraient multipliées par 3 environ par rapport à ce qui est engagé aujourd'hui. Par comparaison, le retraitement du combustible pour en extraire le plutonium permet de diviser par 10 la radioactivité des déchets à stocker. Rappelons que le stockage des déchets à vie longue a fait l'objet de deux lois (1991, 2006) et que la seconde a confirmé le choix du stockage géologique de ces déchets.

<sup>13</sup> Pour la plupart des minerais, les quantités recouvrables dépendent fortement du prix que l'on est prêt à payer. Or l'uranium naturel ne représente que 2 à 3 % du coût du MWh nucléaire, ce qui fait que même une multiplication par 5 à 10 de son coût, sans être négligeable, n'aurait pas de conséquences majeures.

<sup>14</sup> Les variations rapides de production éolienne et solaire sont compensées d'abord par l'hydraulique de barrage et de pompage, dont les capacités sont limitées, puis par les centrales thermiques ; mais pour ces dernières seules les turbines à gaz sont capables de réagir suffisamment vite. Dans les pays disposant d'une très grande puissance installée de centrales au charbon, comme l'Allemagne, celles-ci peuvent également contribuer à faire face aux intermittences, à condition d'être déjà en fonctionnement et moyennant une fatigue supplémentaire des matériels.



- Les énergies renouvelables. La France s'est engagée au niveau européen à faire appel aux énergies renouvelables pour 20 % de son énergie en 2020<sup>15</sup>. En allant au-delà de cet engagement, le Grenelle de l'environnement a prévu 23 %, dont un fort développement de l'électricité renouvelable.
- Aujourd'hui, l'énergie renouvelable la plus importante en France est l'hydraulique (64 TWh) qui devrait peu évoluer. L'hydraulique joue un rôle essentiel dans la stabilité du réseau face aux variations rapides de l'équilibre entre les besoins et la production. Mais les limites semblent atteintes et l'hydraulique ne peut pratiquement plus rien apporter en cas de fort développement des sources intermittentes.
  - Le bois et les déchets carbonés peuvent contribuer un peu à la production d'électricité, notamment dans des installations de cogénération (chaleur et électricité). Ceci pourrait fournir environ 11 TWh.
  - Pour l'éolien, le Grenelle de l'environnement prévoit l'installation de 19 GW terrestres et 6 GW « offshore » d'ici 2020, le tout devant produire 62 TWh soit 5.3 Mtep. Deux facteurs : l'intermittence et le coût vont limiter le développement de l'éolien (cf. Annexe 1), pour aller bien au-delà de ces engagements 2020.
  - L'électricité d'origine solaire photovoltaïque souffre du même inconvénient de l'intermittence que l'électricité éolienne, mais avec une meilleure prévisibilité et une amplitude plus faible des variations brusques. Mais elle est encore beaucoup trop chère et devra faire de gros progrès pour être compétitive avec les autres énergies. Le Grenelle de l'environnement a fixé comme objectif 5,4 GW en 2020, produisant 5.8 TWh, objectif déjà atteint en 2010<sup>16</sup>. Le scénario Négatep retient 20 TWh en 2050, ce chiffre étant très incertain.

#### Récapitulatif électricité renouvelable

Au total, on peut penser que l'électricité renouvelable pourrait, en France en 2050, fournir 175 TWh.

## **V) Le remontage Négatep**

### ***5.1) Un objectif de coût minimum***

L'objectif « facteur 4 » se traduit par une baisse moyenne des énergies fossiles de 40 Mtep/an d'ici 2050, soit un total de 1600 Mtep. Très globalement, cela se traduit par le remplacement de dépenses de combustibles fossiles par des dépenses dans les moyens d'économiser ou de substituer des énergies non carbonées. Rien qu'en investissements, l'ordre de grandeur de ces transferts est de plusieurs dizaines de milliards € par an, ce qui justifie pleinement le parti pris du scénario Négatep de privilégier les voies les moins coûteuses, sans se cacher que les coûts du remplacement des énergies fossiles dans leurs usages fixes se situeront dans une plage de 500 à 1 000 €/tep économisée et dans leurs usages mobiles de 1500 à 2 000 €/tep économisée [5]. L'Amexxe 2 développe plus particulièrement les aspects économiques de la production d'électricité. Elle montre que le surcoût induit par le remplacement de 40 % de production nucléaire par 40 % d'ENR intermittentes se chiffre en

<sup>15</sup> Dans le cadre de la formule des 3 fois 20 en 2020

<sup>16</sup> Dans un contexte spéculatif, avec un coût de rachat de l'électricité pouvant atteindre 10 fois celui du marché, situation non soutenable à terme.

dizaines de milliards €, même s'il est impossible de donner une évaluation précise compte tenu des différentes incertitudes.

### *Usages fixes de l'énergie*

- Dans les secteurs des usages fixes de l'énergie, le scénario Negatep écarte les solutions extrêmes d'économie d'énergie très coûteuses dans l'habitat ancien, au bénéfice de solutions mixtes (« rénovation diffuse ») et d'une utilisation intelligente de l'électricité (pompes à chaleur et chauffage direct effaçable aux heures de pointe). Dans l'habitat nouveau, le scénario repose sur la nécessité de limiter les surcoûts élevés qui freineraient son développement : une architecture qui limite raisonnablement les besoins d'énergie (autour de 70 kWh/m<sup>2</sup> en énergie finale)<sup>17</sup>, associée à l'électricité et aux énergies renouvelables.
- Dans le secteur tertiaire, les besoins étant stabilisés au niveau actuel (23 Mtep), le remplacement de 10 Mtep d'énergies fossiles serait assuré pour moitié par des énergies renouvelables et pour moitié par l'électricité.
- Dans le secteur industriel et agroalimentaire, les besoins « traditionnels » étant également stabilisés (40 Mtep), les gros consommateurs feront probablement de plus en plus appel à l'électricité, au fur et à mesure que le prix du CO<sub>2</sub> augmentera. Les énergies renouvelables devraient également voir leur part augmenter. Negatep retient pour ces deux sources d'énergie, les chiffres du scénario de référence.

A ces besoins viennent s'ajouter ceux d'une industrie nouvelle de synthèse de biocarburants, abordée au § suivant.

### *Usages mobiles de l'énergie*

Dans le domaine du transport, Negatep admet que les mesures d'économie d'énergie et d'efficacité énergétique permettraient, d'ici 2050, de réduire les besoins à 40 Mtep. Mais, comment remplacer le pétrole qui satisfait aujourd'hui l'essentiel des besoins ? Negatep écarte le remplacement par des combustibles liquides synthétiques produits à partir de combustibles fossiles ainsi qu'une contribution importante des biocarburants de première génération qui sont en compétition avec les besoins alimentaires. Restent en piste les biocarburants de 2<sup>e</sup> génération et les motorisations électriques.

#### Les biocarburants de 2<sup>e</sup> génération

Les biocarburants de 2<sup>e</sup> génération valorisent la totalité de la masse lignocellulosique, mais avec un rendement de procédé de 50 %. L'énergie consommée doit être non carbonée, fournie soit par la biomasse elle-même (auto consommation), soit par de l'électricité, soit par un mélange des deux. Au total, compte tenu de la disponibilité limitée de la biomasse, Negatep retient une production de 15 Mtep de biocarburants, obtenue à partir de 22,5 Mtep de biomasse (dont 7,5 pour fournir de l'énergie) et 7,5 Mtep d'électricité.

#### Les motorisations électriques

L'utilisation de l'électricité peut être directe, dans les transports en commun, mais aussi s'étendre aux transports individuels grâce au développement des batteries pour les véhicules

---

<sup>17</sup> La réglementation thermique RT 2012 se base malheureusement sur l'énergie primaire et non sur l'énergie finale. Ceci pousse à favoriser le chauffage gaz, fort émetteur de gaz carbonique. Or l'isolation thermique n'agit que sur l'énergie finale. Il serait préférable de faire référence à cette dernière et en parallèle, comme le recommande l'OPECST, d'imposer des limites sur les rejets de gaz carbonique associés au mode de chauffage choisi.

100 % électrique ou hybrides rechargeables. Au total, avec les véhicules électriques et hybrides, ce sont l'équivalent de 15 Mtep de pétrole qui devrait pouvoir être remplacés par 5 Mtep d'électricité.<sup>18</sup>

### Récapitulatif transports

Le remplacement de 15 Mtep de pétrole par 5 Mtep d'électricité ramène les besoins d'énergie finale pour les transports à 30 Mtep, se ventilant de la façon suivante :

- Transports en commun électrifiés	3 Mtep
- Voitures électriques ou hybrides	5 Mtep (remplaçant 15 Mtep de pétrole)
- Biocarburants	15 Mtep
- Pétrole	7 Mtep

### **5.2) Une approche progressive vers le facteur 4**

Pour les usages fixes de l'énergie, les difficultés de mise en œuvre généralisée proviendront très globalement des problèmes logistiques et des constantes de temps très importantes, en particulier en ce qui concerne l'habitat et les habitudes de vie. Mais rien ne semble empêcher une mise en œuvre progressive, à un rythme qui dépendra effectivement du prix équivalent de l'énergie (incluant le prix affecté au CO2), des aides publiques et des efforts de mobilisation de la profession. Le scénario Negatep retient une période d'adaptation d'ici 2020, puis un rythme annuel régulier pour tous les usages fixes (par exemple environ 500 000 logements anciens et 250 000 logements neufs entre 2020 et 2050).

Pour les usages mobiles, qu'il s'agisse de maîtrise de la demande ou du remplacement du pétrole par les biocarburants et l'électricité, le scénario Negatep retient un démarrage assez lent d'ici 2020, compte tenu d'une part des constantes de temps très importantes liées au développement des transports en commun et d'autre part à la nécessité de progrès technico-économiques pour les biocarburants et les batteries. Le scénario retient un rythme plus rapide entre 2020 et 2050, permettant d'atteindre l'objectif visé.

En ce qui concerne la production d'électricité, il n'y a pas d'incertitude technique quant à la faisabilité du développement du nucléaire, de l'éolien et de la cogénération. Leur introduction est une question de programmation prenant en considération, pour le nucléaire, la durée de vie des centrales existantes et l'acceptation par la société, pour la cogénération le développement de réseaux de chaleur et pour l'éolien les problèmes de coût et d'insertion dans le réseau d'une électricité intermittente. Seul le solaire photovoltaïque reste très incertain, compte tenu de son coût. Mais les progrès rapides faits sur les capteurs solaires et leur intégration au bâti permettent d'espérer une baisse importante des coûts<sup>19</sup>.

### **5.3) Le bilan global Negatep 2050**

Ces approches conduisent aux bilans d'énergie finale résumés dans le tableau 2 et la figure 2.

<sup>18</sup> Une autre voie possible de motorisation électrique est la pile à combustible alimentée en hydrogène ; elle se traduirait par des besoins équivalents d'électricité.

<sup>19</sup> Les créations de bulles spéculatives successivement en Espagne (2008) en Allemagne (2009) et en France (2010) rendues possibles par des tarifs d'achat de l'électricité photovoltaïque trop élevés illustre la difficulté de bien maîtriser le développement de cette voie. Negatep retient un développement maîtrisé de 0,5 GW par an.

	Combustibles Fossiles			Electricité			Renouvelables. chaleur		
	2008	Réf.	Négat.	2008	Réf.	Négat.	2008	Réf.	Négat.
Résidentiel/ Tertiaire	39	35	4	24	44	41	9	11	19
Ind/Alim.	28.2	33	16	12.2	18	27.5*	1.4	4	11.5*
Transports	47	70	7	1	2.3	8	2	7	15 (bioc.)
Total Mtep	114	138	27	37	66.3	76.5	11	22	45.5

\* dont 7,5 Mtep de biomasse et 7,5 Mtep d'électricité utilisés comme sources d'énergie pour la synthèse du biocarburant

Tableau 2 : Bilan global énergies finales en Mtep

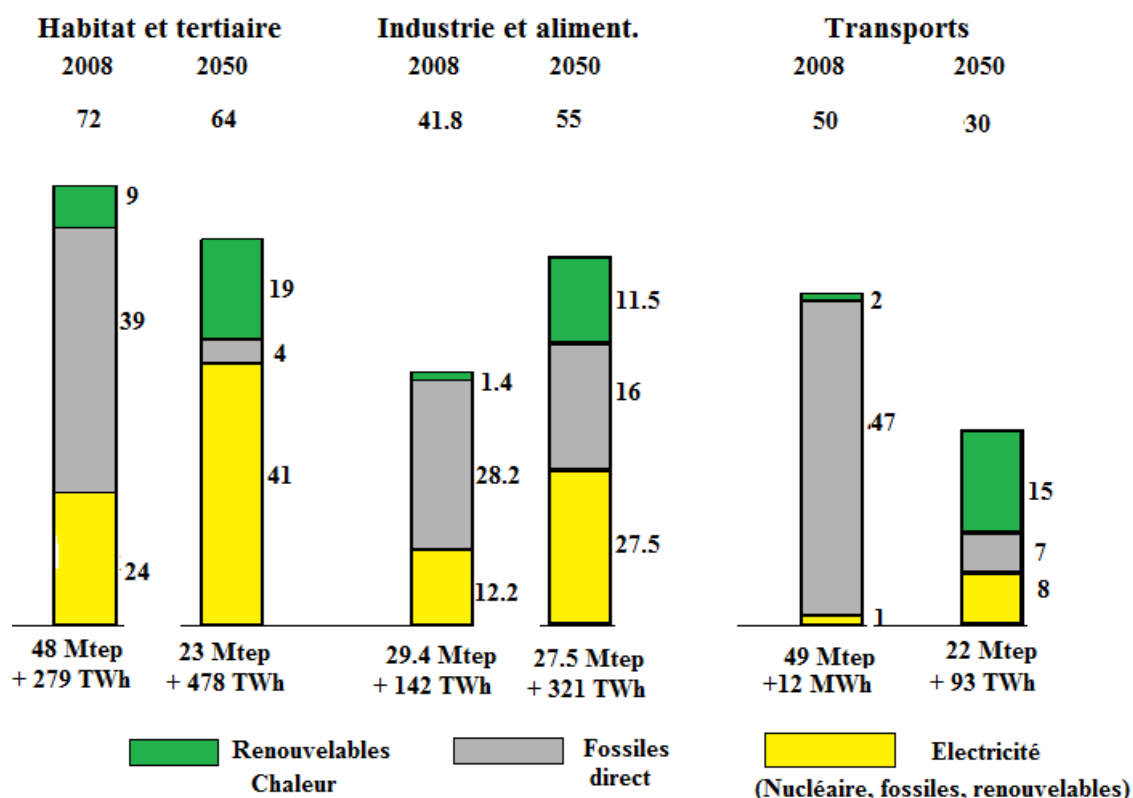


Figure 2 : Negatep : Récapitulatif des consommations finales en Mtep

Au total en 2050, la consommation finale (149) Mtep serait un peu inférieure à l'actuelle (162), soit - 8 %. Compte tenu de l'augmentation prévue de la population, la baisse serait de 15 % par habitant.

En remontant à l'énergie primaire,<sup>20</sup> ces résultats sont illustrés par la figure 3.

<sup>20</sup> Pour l'électricité le passage de l'énergie finale à l'énergie primaire à la production tient compte, de la consommation des auxiliaires, des pertes en ligne et pour 2008 seulement du bilan export /import

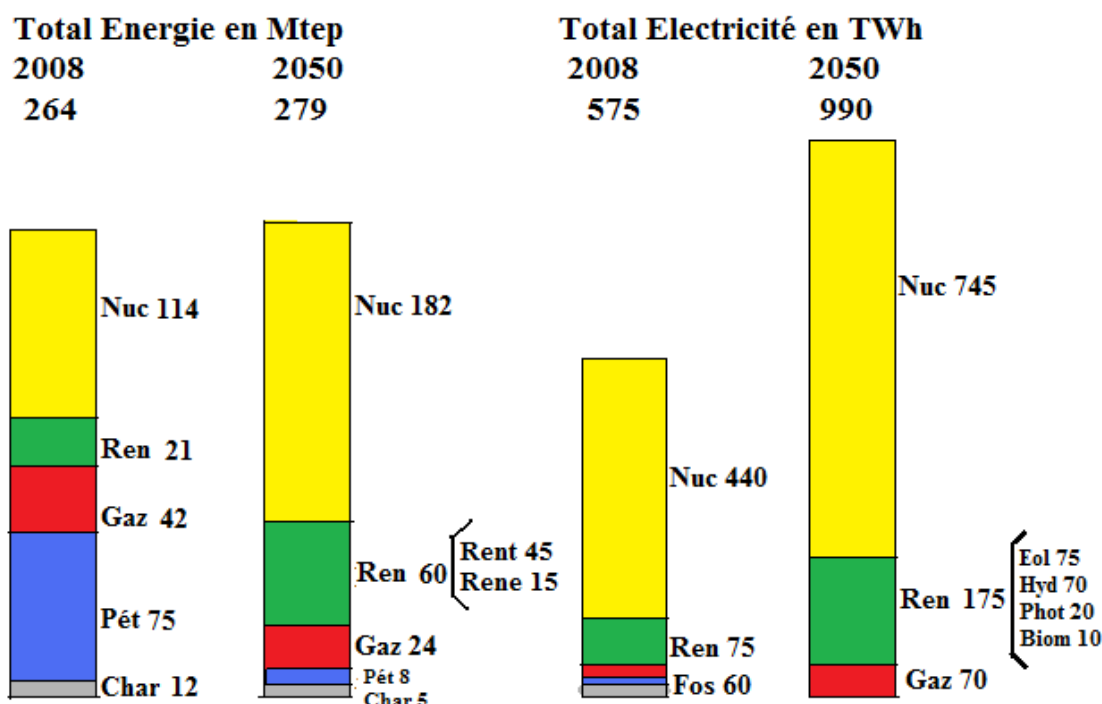


Figure 3 : Le remontage Négatep 2050 au niveau de l'énergie primaire en Mtep, et au niveau du vecteur électricité<sup>21</sup> en TWh.

La baisse des énergies fossiles de 134 à 37 Mtep, conséquence des économies d'énergie et de l'appel à une électricité décarbonée, conduirait à des rejets totaux de CO<sub>2</sub> de 112 Mt, (1.7 tonne/h.an)

## VI) Europe et Allemagne : deux autres approches du facteur 4, comparées à Négatep

Parmi les nombreuses études publiées récemment sur les moyens de réduire les rejets de gaz à effet de serre liés à l'énergie, deux sont particulièrement intéressantes à comparer à Négatep : la première émane de la European Climate Foundation (ECF) [6][7]; elle s'intéresse à l'ensemble de l'Europe (UE 27 plus Suisse et Norvège) et a été présentée, entre autres, à la commission européenne ; l'autre émane d'un institut d'économie allemand et a été réalisées à la demande du gouvernement allemand [8][9].

### 6.1) La « road map 2050 » de la European Climate Foundation

Les scénarios présentés par ECF visent à diviser par 5 les rejets de CO<sub>2</sub> en Europe, chiffre cohérent avec le facteur 4 français compte tenu des rejets actuels. L'analyse des besoins d'énergie en 2050 est proche de celle de Négatep et conduit notamment l'ECF à retenir une quasi stabilisation de la consommation finale d'énergie et une augmentation importante des usages de l'électricité (la consommation d'électricité augmentant de 50 % environ d'ici 2050).

Pour produire cette électricité, les scénarios ECF n'écartent ni le nucléaire, ni les énergies fossiles avec CSC, mais privilégient nettement les énergies éolienne et solaire, dont

(supposé équilibré en 2050) ainsi que la consommation spécifique de l'usine d'enrichissement d'uranium (supposé négligeable en 2050 avec la nouvelle technologie de centrifugation)

<sup>21</sup> Les 745 TWh de nucléaire correspondent à 193 Mtep d'énergie primaire et les 175 TWh de renouvelables à 15 Mtep.

la part pourrait atteindre 80 %. Pour faire face au caractère intermittent de ces énergies, les scénarios misent sur un super réseau reliant le nord au sud de l'Europe, illustre par la figure 4

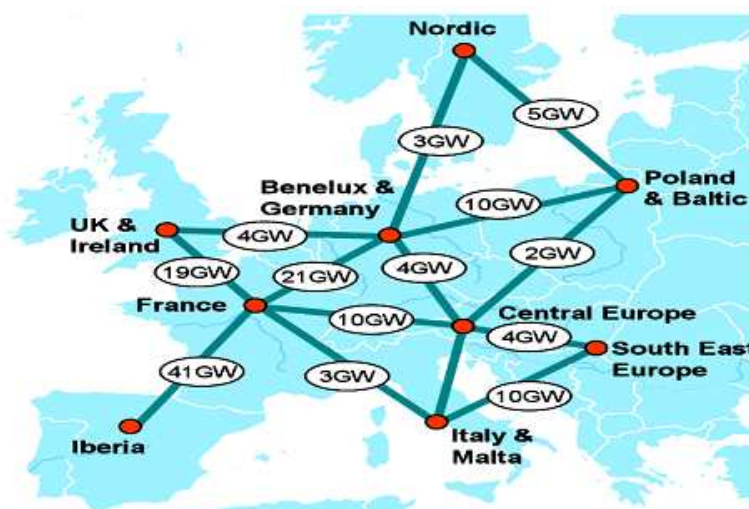


Figure 4: Le super réseau européen

Pour des raisons d'acceptabilité sociale, il est très vraisemblable que ce super réseau serait en grande partie enterré, et de ce fait en courant continu. Outre le fait que ce super réseau utiliserait la France comme plaque de transit, ce qui peut soulever quelques problèmes, le scénario avec 80 % d'électricité renouvelable nécessite des investissements supplémentaires colossaux par rapport à un scénario de référence, pouvant atteindre 40 milliards € par an d'ici 2050, soit en gros le double de ce qu'il faudrait investir dans un scénario de type Négatep extrapolé à l'Europe.

## 6.2) Les scénarios allemands sans nucléaire

La figure 5 résume les consommations actuelles d'énergie primaire et de sources d'électricité en Allemagne et en France.

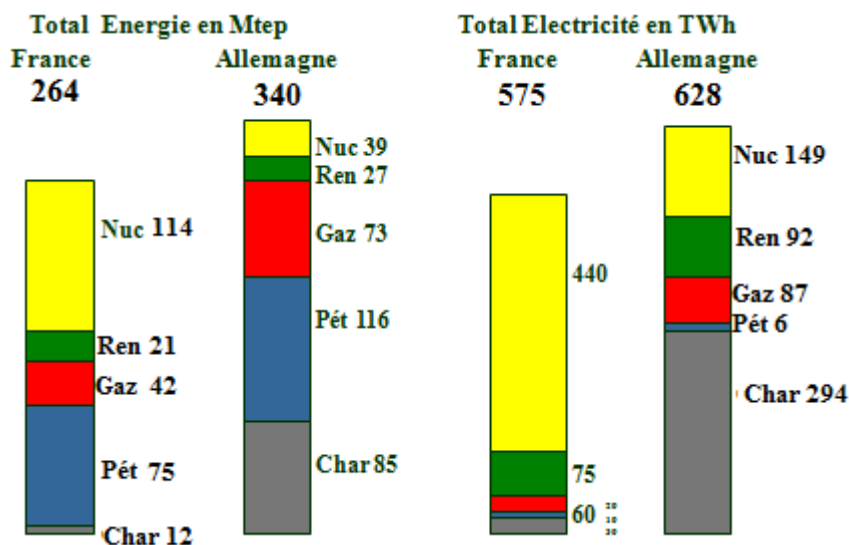


Figure 5 Energies primaires (brutes à la production) en Mtep et électriques en TWh en France et en Allemagne en 2008  
(de bas en haut : Charbon, Pétrole, Gaz, Renouvelables, Nucléaire)

A ce jour, les énergies fossiles représentent 80 % des énergies primaires en Allemagne, contre 50 % en France, l'essentiel de la différence provenant de la part prépondérante du charbon dans la production d'électricité. Les rejets de gaz carbonique annuels dus à la seule production énergétique y sont de 750 millions de tonnes, soit 9.1 tonnes par habitant, contre 6,5 en France.

Pour 2050, les scénarios allemands proposés visent des rejets annuels de CO<sub>2</sub> de 138 millions de tonnes de CO<sub>2</sub>, soit 1.9 t/hab.an (Négatep vise 1,7 t/hab.an en France). Pour atteindre cet objectif, les efforts à consentir dans les différents secteurs, hors production d'électricité, sont assez comparables. En revanche, ils diffèrent profondément pour le secteur électrique, en jouant à la fois sur la consommation (ramenée à 440 TWh) et sur les moyens de production. Tous les scénarios proposés pour l'Allemagne tablent sur une disparition du nucléaire, plus ou moins progressive d'ici 2050, sur une très forte diminution de la part du charbon (avec séquestration du CO<sub>2</sub> sur les centrales de base au charbon) et sur une très forte progression des énergies renouvelables, solaire photovoltaïque, biomasse et, surtout, éolien (figure 6).

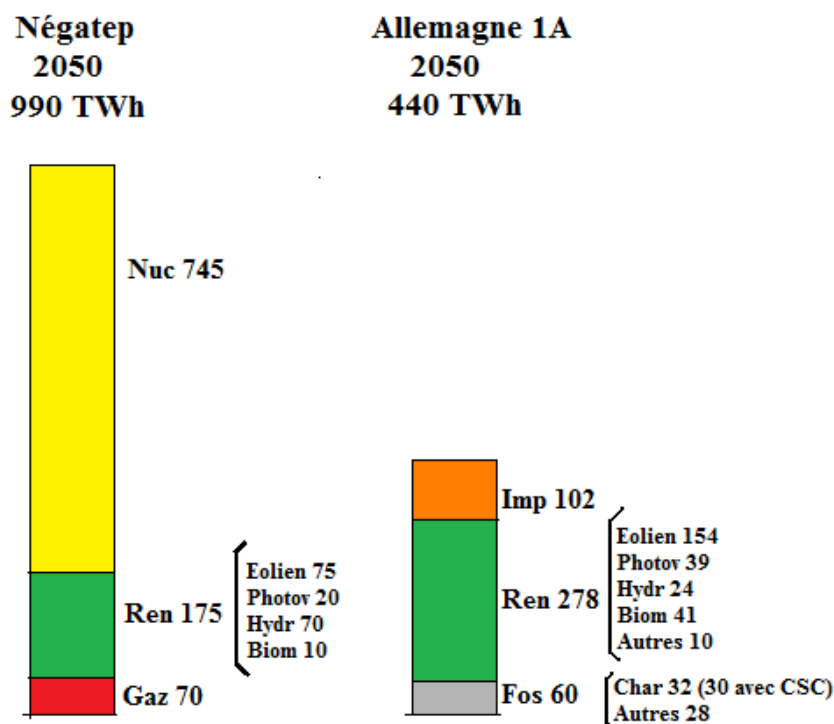


Figure 6 : France (Négatep) et Allemagne 2050  
Une approche totalement différente de la production électrique

Mais tout ceci est insuffisant pour faire face aux besoins. Selon ces scénarios, l'Allemagne se retrouverait importatrice de plus de 100 TWh, alors qu'elle est aujourd'hui exportatrice. Les auteurs affirment que cette électricité importée serait non carbonée, mais il est permis de s'interroger sur sa provenance (nucléaire français, solaire espagnol, hydraulique

norvégien ?). Quoi qu'il en soit, les puissances appelées devraient être très supérieures au quart de la puissance installée, puisqu'une grande partie des 100 GW de puissance installée en éolien et en solaire peut disparaître brusquement. Cet appel à l'étranger repose donc sur un super réseau de transport d'électricité tel que schématisé plus haut (figure 6) et sur la possibilité de le mobiliser pour faire face aux seuls besoins allemands.

Ces scénarios laissent perplexes sur plusieurs points dont deux essentiels :

- Comment remplacer le pétrole dans les transports sans faire un large appel aux motorisations électriques et aux biocarburants dont la synthèse nécessite de grandes quantités d'énergie ?
- Comment mettre en place un super réseau européen dont le plus gros bénéficiaire serait l'Allemagne et le pays le plus impacté serait la France ?

## VII) Conclusions et incertitudes

Négatep 2010 n'est pas une prédiction, mais un scénario, reposant sur un certain nombre d'hypothèses qui peuvent ne pas se confirmer, tant dans les domaines économiques que sociétaux et technologiques.

Le domaine économique met en jeu des sommes considérables. En appliquant à la France les résultats de l'étude de l' « European Climate Foundation, nous obtenons pour la seule part électricité, sur la période 2010-2050 :

- pour un scénario misant sur 60 % d'énergies renouvelables, un coût d'investissement de 690 G€ (milliards d'Euros) et un coût complet de 1 220 G€.
- pour un scénario proche de Négatep, un coût d'investissement de 370 G€, soit environ 9 G€/an, et un coût complet de 700 G€.

Le domaine sociétal est porteur d'incertitudes majeures : comment persuader les citoyens électeurs qu'il faut, par exemple, accepter aujourd'hui une taxe carbone pour mieux anticiper les hausses futures de prix des énergies fossiles ? Comment les inciter à investir pour réduire leurs consommations et modifier leurs comportements ? Comment les convaincre que les risques et inquiétudes (dont le sujet déchets) liés à l'énergie nucléaire sont bien maîtrisés ?

Le domaine technologique est lui aussi porteur d'incertitudes : les batteries permettront-elles le développement de la mobilité ? Les procédés de synthèse de biocarburants seront-ils abordables ? Le solaire photovoltaïque deviendra-t-il une source majeure d'électricité ? Saura-t-on stocker de grandes quantités d'électricité ? La plupart de ces questions justifient des efforts majeurs de recherche et développement, tant en France qu'au niveau européen. Mais on dispose d'ores et déjà pour la plupart des usages fixes et pour la production d'électricité des technologies nécessaires pour atteindre le facteur 4 comme présenté dans Négatep.

### Annexe 1 : intermittence et coût actuel de l'électricité éolienne

#### *L'intermittence de la production électrique éolienne*

La puissance d'une éolienne étant proportionnelle au cube de la vitesse du vent, la puissance débitée sur le réseau sera très variable, comme l'illustre la figure 7 et la mise en ligne sur un réseau électrique peut être problématique. En effet, l'électricité n'est pas



stockable. Il faut à chaque instant respecter l'équilibre entre la production et la consommation. A côté des éoliennes, des moyens de production complémentaires devront être prêts à intervenir, pour corriger, en plus ou en moins, les écarts de puissance de l'éolien.

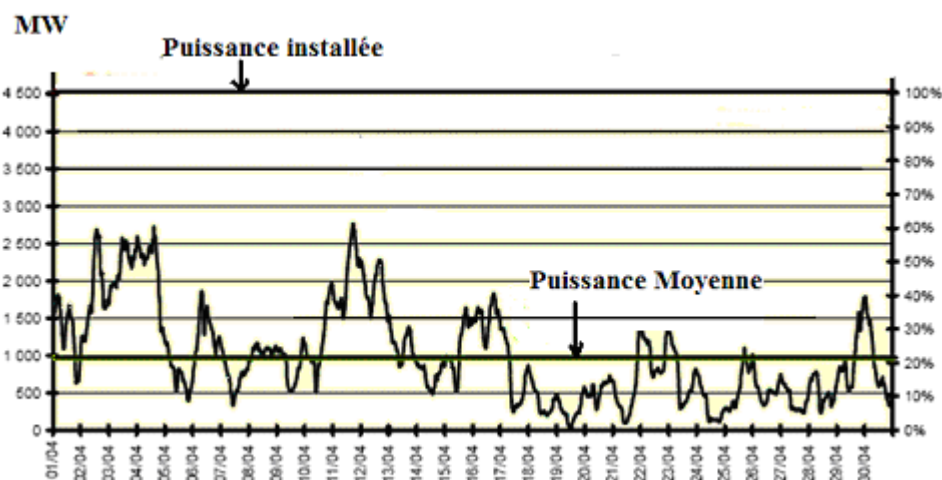


Figure 7 : Variation de puissance éolienne France mai 2010  
De 0 à 2.5 fois la puissance moyenne, de 0 à 0.5 fois la puissance installée  
Des sauts de puissance de moitié de la puissance instantanée.

### *Le coût actuel de l'éolien*

Bien que le combustible (le vent) soit gratuit, le coût de l'éolien est très élevé : lorsqu'il débite sur le réseau, l'éolien se substitue la plupart du temps au nucléaire, permettant d'économiser son combustible (5 à 6 €/MWh), alors que son prix de vente à EDF est de 82 €/MWh pour l'éolien terrestre et de 130 €/MWh pour l'éolien offshore. Le retour sur investissement compte tenu du faible facteur de charge est problématique, d'autant que la variabilité vue ci-dessus conduit à prévoir d'autres investissements aussi à amortir.

## **Annexe 2 – coûts d'investissement et coûts totaux pour la production d'électricité**

### *Coûts d'investissements*

Tableau A2-1 : coûts d'investissement des principaux moyens de produire de l'électricité

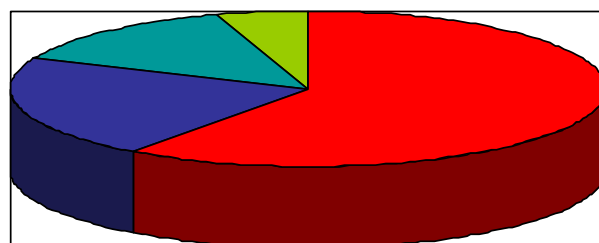
G€/GW	Coût 2010	Coût 2050	Coût moyen	Commentaire
Nucléaire (EPR)	2,5			Sur la base de 5 G€ pour Flamanville 3 et un effet d'apprentissage analogue à celui observé sur les réacteurs de 900 et 1300 MW
Fossile avec CSC	-	2,5	2,5	Sur la base de 2 G€/GW en moyenne pour des centrales au charbon et à cycle combiné à gaz sans CSC, majoré de 25 % pour le CSC
Eolien terrestre	1,5	1,35	1,4	Le coût des éoliennes terrestres ne baisse pratiquement pas ; on a

				cependant admis une légère baisse de 10 % sur la période, compte tenu d'une augmentation de 50 à 100 % du parc éolien terrestre européen
Eolien en mer	3,3	2,65	3	On a admis une baisse de 20 % du coût, tenant compte de la forte augmentation du parc mais, simultanément, de la nécessité d'aller vers des sites plus profonds, voire à des éoliennes flottantes
Solaire photovoltaïque	5	2 à 3	3,5	On applique la « loi de Moore » avec une diminution de l'investissement de 15 % pour un doublement des quantités installées en Europe

### *Coûts par MWh*

#### Nucléaire EPR de série

Le coût de l'électricité produit par un EPR de série est estimé, en appliquant la méthodologie détaillée dans [10]. On obtient, pour un taux d'actualisation de 8 %, un coût proche de 40 €<sub>2010</sub>/MWh se répartissant selon le schéma ci-dessous. Les dépenses d'investissement couvrent les approvisionnements, la construction et les intérêts intercalaires, ainsi que les provisions pour démantèlement. Les coûts d'exploitation couvrent les coûts fixes et proportionnels (y compris les taxes locales, les dépenses de R&D d'EDF et les frais de siège). Les dépenses de combustible couvrent l'ensemble du cycle, y compris les provisions pour le stockage des déchets. Les externalités couvrent pour l'essentiel la R&D financée par l'Etat, les accidents du travail, les effets potentiels sur la santé des rejets radioactifs et les conséquences d'un accident grave de très faible probabilité.



- investissement et provisions démantèlement
- exploitation et taxes
- combustible et provisions aval du cycle
- externalités

**Taux d'actualisation : 8 %**  
**Coût total: 40,7 €<sub>2010</sub>/MWh**

Compte tenu de la part élevée de l'investissement (60 %), le coût de l'électricité est très sensible aux conditions financières : pour un taux d'actualisation de 5 % (recommandé par le Commissariat Général au plan pour arbitrer entre les investissements publics), le coût tombe à **30 €<sub>2010</sub>/MWh** ; pour un taux de 11 %, (correspondant à un financement privé jugé à risque), il monte à près de **50 €<sub>2010</sub>/MWh**.

Conformément aux recommandations de la Cour des Comptes [11] (et aux pratiques comptables d'EDF [12]), les dépenses lointaines (50 à 100 ans) sont actualisées à 3%. Sur les 5,5 €/MWh du combustible, 1,3 € correspond à l'uranium naturel payé 50 \$/kg U<sub>3</sub>O<sub>8</sub>. Même un doublement du prix de l'uranium aurait peu d'effet sur le coût du MWh.

### Fossiles

En ordre de grandeur, on peut estimer que l'électricité produite hors CSC avec un charbon à 3 €/GJ reviendrait à environ 55 €/MWh, et par un gaz à 5 €/GJ en cycle combiné à environ 45 €/MWh ; soit une moyenne de 50 €/MWh. Ce chiffre est majoré de 25 % pour tenir compte de la CSC, soit un peu plus de 60 €/MWh.

### Energies renouvelables

Nous retenons un coût annuel (amortissement de l'investissement, coût d'exploitation) de 10 % de l'investissement. Ceci donne :

- Pour l'éolien terrestre, pour une production annuelle de 2200 hepp : 64 €/MWh
- Pour l'éolien en mer, pour une production annuelle de 3500 hepp : 85 €/MWh<sup>22</sup>
- Pour le solaire photovoltaïque, pour une production annuelle de 1000 hepp : 350 €/MWh

Pour un parc éolien mi-terrestre, mi-offshore, on retient un coût de 75 €/MWh

<sup>22</sup> On notera que ce coût est très nettement inférieur au tarif d'achat imposé à EDF, au demeurant jugé insuffisant par les industriels.

### ***Coût d'un super réseau européen***

Les études ECF [6] et allemandes [8] concluent que pour faire face à l'intermittence et aux répartitions géographiques de l'éolien et du solaire, il faut multiplier les turbines à combustion pour faire face aux besoins locaux du réseau et raisonner aussi au niveau européen (éolien et solaire en Espagne, éolien et hydraulique surtout en Europe du nord) et, pour cela, construire un super réseau (très probablement enterré et en courant continu). Le coût des TAC et de ce super réseau a été évalué [7] à environ 180 G€ lorsque les ENR intermittentes fournissent 40 % de la production. La part de la France pourrait être d'un sixième, soit 30 milliards €.

### ***Comparaison du coût de deux scénarios pour la France***

Si, dans le scénario Négatep, on remplaçait 400 TWh nucléaires à 40 M€/TWh par 300 TWh éolien à 75 M€/TWh et 100 TWh de solaire PV à 350 M€/TWh, le surcoût serait d'environ 40 milliards € par an venant s'ajouter aux 30 milliards précédents.

### **Sigles**

CSC – captage et stockage du CO<sub>2</sub>

ECF – European Climate Foundation

GIEC – groupe intergouvernemental d'évaluation du climat

hepp – heures équivalentes pleine puissance

OPECST – Office Parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques

TAC – turbine à combustion (brûlant du fioul léger ou du gaz)

Tep – tonne équivalent pétrole = 41,86 GJ (milliards de joules), soit 11,63 MWh. Cette unité est basée sur l'énergie thermique dégagée par la combustion d'une tonne de pétrole

UE 27 – Union Européenne (27 pays)

### **Bibliographie**

[1] – « Diviser par 4 les rejets de CO<sub>2</sub> dus à l'énergie : le scénario Négatep » - Cl. Acket, P. Bacher (2010) – [www.sauvonsleclimat.org](http://www.sauvonsleclimat.org)

[2] Scénario de référence 2008 – DGEMP

[3] « La performance énergétique des bâtiments : comment moduler la règle pour mieux atteindre les objectifs ? » OPECST (déc. 2009)

[4] Rapport n° 004834-01 au Conseil Général des Ponts et Chaussées « Les économies et substitutions d'énergie dans les bâtiments » - J. Orselli – (février 2008)

[5] « Prix du pétrole équivalent, prix du gaz équivalent et coût du CO<sub>2</sub> évité » - P. Bacher - Revue de l'Énergie n° 582 (mars – avril 2008)

[6] “Practical guide to a prosperous, low carbon Europe » - [www.roadmap2050.org](http://www.roadmap2050.org) – European Climate Foundation (2010)

[7] Suggestions/contributions pour la refonte de la politique énergétique européenne : comparaison du scénario ECF « roadmap 2050 » et du scénario Négatep – Cl. Acket, P. Bacher ([www.sauvonsleclimat.org](http://www.sauvonsleclimat.org))

[8] « Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung »; Projekt Nr 12/10, des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie. Berlin

[9] Prévisions futur énergétique de l'Allemagne, comparaison avec France Négatep“ Cl. Acket, P. Bacher – [www.sauvonsleclimat.org](http://www.sauvonsleclimat.org)

[10] « Coûts de référence de la production électrique » - DGEMP-DIDEME (déc. 2003)

[11] « Le démantèlement des installations nucléaires et la gestion des déchets radioactifs » - synthèse du rapport public particulier de la Cour des Comptes (janvier 2005)

[12] « Document de référence 2009 » - EDF